

**Universität Stuttgart**



**Deutsches Zentrum  
DLR für Luft- und Raumfahrt**

Techno-ökonomische Systemanalyse der  
Hochtemperaturelektrolyse mittels konzentrierender Solartechnik,  
Photovoltaik und Windenergie

# **Masterthesis**

**an der  
Universität Stuttgart  
Fakultät 4: Energie-, Verfahrens- und Biotechnik**

Studiengang Verfahrenstechnik

vorgelegt von

**Roman Rueß**

November 2020

Betreuender Professor: Prof. Dr. rer. nat. K. Andreas Friedrich

Zweitgutachter: Dr. Martina Neises-von Puttkamer, Dr. Lukas Heller



## **Abstract**

Elektrolytisch hergestellter Wasserstoff gilt als ein wichtiger sauberer Energieträger der Zukunft. Der hierfür benötigte elektrische Strom aus erneuerbaren Energiequellen kann in Chile dank der hervorragenden Ressourcen kostengünstig produziert werden. Eine aufgrund ihrer höheren Effizienz verglichen mit konventionellen Technologien aufstrebende Art der Wasserspaltung ist die Hochtemperaturelektrolyse.

Ziel dieser Arbeit ist, die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion durch Hochtemperaturelektrolyse für ausgewählte Standorte in Chile zu zeigen. Es werden hierzu verschiedene Kombinationen der konzentrierenden Solartechnik und Photovoltaik mit der Hochtemperaturelektrolyse definiert. Nach einem mehrstufigen Vorauswahlprozess wird für drei dieser Konzepte eine detaillierte Jahresertragsberechnung angestellt. Die vorliegende Forschung betrachtet die Anlagen als Demonstrationsprojekt sowie auch im kommerziellen Maßstab.

Für die Jahresertragsberechnung wird das Exceltool „Ecostar“ umgestaltet und von weiterer Software zur Solarfeld- bzw. Photovoltaikanlagenauslegung unterstützt. Für die untersuchten kommerziellen Konzepte werden Wasserstoffgestehungskosten zwischen 3,10 EUR/kg und 3,57 EUR/kg ermittelt. Die Ergebnisse liegen damit im Mittelfeld der Literaturwerte. Das günstigste Konzept stellt eine Kombination der Photovoltaik zur Stromproduktion mit der konzentrierenden Solartechnik für die Wärmebereitstellung für die Hochtemperaturelektrolyse dar. Die betrachteten Anlagen können vermutlich wirtschaftlich betrieben werden, wenngleich es innovativer Weiterentwicklungen zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten bedarf.

*Electrolytically produced hydrogen is considered an important clean energy carrier of the future. Thanks to its excellent resources, Chile can produce the electricity required for this from renewable energy sources at low cost. A water splitting technology that is emerging due to its incomparable efficiency is high-temperature electrolysis.*

*The aim of this work is to demonstrate the feasibility and profitability of hydrogen production by high-temperature electrolysis for selected locations in Chile. Different combinations of concentrating solar technology and photovoltaics with high-temperature electrolysis are defined. After a multi-stage pre-selection process, a detailed annual yield calculation will be performed for three of these concepts. The plants will be considered both as demonstration projects and on a commercial scale.*

*For the annual yield calculation the Excel tool "Ecostar" is redesigned and coupled with software for solar field and photovoltaic system design. For the investigated commercial scale concepts hydrogen production costs between 3,10 EUR/kg and 3,57 EUR/kg are calculated. The results are thus in the middle range of the literature values. The most favourable concept is a combination of photovoltaics for electricity production with concentrating solar technology for heat supply for high-temperature electrolysis. The plants under consideration can probably be operated profitably, although innovative further developments are required to reduce the leveled cost of hydrogen.*

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....</b>	<b>4</b>
<b>1 Motivation und Aufgabenstellung.....</b>	<b>7</b>
<b>2 Theoretische Grundlagen .....</b>	<b>14</b>
2.1 Elektrolyse .....	15
2.2 Konzentrierende Solartechnik.....	27
<b>3 Methodik .....</b>	<b>38</b>
3.1 Definition möglicher Prozesskonzepte.....	39
3.2 Thermodynamische Vorbetrachtung des Turbinentyps .....	44
3.3 Energetische Vorbetrachtung.....	47
3.4 Techno-ökonomische Vorbetrachtung und Analytic Hierarchy Process .....	52
3.5 Jahresertragsberechnung.....	62
<b>4 Ergebnisse der Jahresertragsberechnung.....</b>	<b>64</b>
4.1 Demonstrationsanlagen.....	65
4.2 Kommerzielle Systeme .....	69
4.3 Diskussion und Vergleich der Ergebnisse .....	82
<b>5 Fazit und Ausblick .....</b>	<b>88</b>
<b>Anhang.....</b>	<b>91</b>
<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>116</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>125</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>127</b>
<b>Ehrenwörtliche Erklärung .....</b>	<b>128</b>

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen	
AEL	Alkalische Wasserelektrolyse
AHP	Analytic Hierarchy Process (engl. für Analytischer Hierarchieprozess)
AP	Auslegungspunkt
CSP	Concentrating Solar Power (engl. für Sonnenwärmekraftwerk)
CST	Concentrating Solar Thermal (engl. für konzentrierende Sonnenwärme)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNI	Direct Normal Irradiance (engl. für Direktnormalstrahlung)
HTE	Hochtemperaturelektrolyse
HTM	Heat Transfer Medium (engl. für Wärmeübertragungsmedium)
IEA	International Energy Agency (engl. für Internationale Energieagentur)
IRENA	International Renewable Energy Agency (engl. für Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (engl. für mittlere Stromgestehungskosten)
LCOH <sub>2</sub>	Levelized Cost of Hydrogen (engl. für mittlere Wasserstoffgestehungskosten)
LHV	Lower Heating Value (engl. für unterer Heizwert)
PEMEL	Protonenaustauschmembran-Elektrolyse
PV	Photovoltaik
SM	Solar Multiple
SOE	Solid Oxide Electrolysis (engl. für Festoxid-Elektrolyse)
TES	Thermischer Energiespeicher

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Physikalische Symbole	
A	Fläche
E	elektrisches Potential
F	Faraday-Konstante
G	Freie Enthalpie
H	Enthalpie
H <sub>i</sub>	Heizwert
I	Stromstärke
k	elektrochemisches Äquivalent
K <sub>p</sub>	druckbezogene Gleichgewichtskonstante
m	Masse
M	molekulare Masse
n	Stoffmenge
p	Druck
P	elektrische Leistung
Q	Ladungsmenge
$\dot{Q}$	Wärmestrom
S	Entropie
T	Temperatur
t	Zeit
U	Spannung
V	Volumen
x	Massenanteil
z	Ionenwertigkeit
$\Phi$	Flächenbezogene Strahlungsenergie

Sonstige Symbole in Formeln	
FCR	Fixed Charge Rate (engl. für Annuitätenfaktor)
g <sub>i</sub>	Gewichtungsfaktor
i	Schuldenzinssatz
n	Abschreibeperiode
n <sub>i</sub> , n <sub>max</sub>	Erfüllungswert
O&M	Operation and Maintenance (engl. für Betriebs- und Wartungskosten)

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Indizes	
a	jährlich
AP	Auslegungspunkt
Bat	Batterie
CHP	Combined Heat and Power (engl. für Kraftwärmekopplung)
DE	Dampferzeuger
e	elektrisch
EL	Elektrolyseur
KB	Kraftwerksblock
Rec	Receiver
SF	Solarfeld
t	thermisch
WÜ	Wärmeübertrager
spez	Spezifisch

Chemische Verbindungen	
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
O <sub>2</sub>	Sauerstoff

Währungssymbole	
ct	Euro Cent
EUR	Euro
USD	US-Dollar



## 1 Motivation und Aufgabenstellung

Die Erderwärmung und die damit einhergehenden Probleme für Mensch und Natur sind gemeinhin bekannt. Um den menschengemachten Treibhauseffekt zu reduzieren, haben sich deshalb im Jahr 2015 rund 190 Nationen im Übereinkommen von Paris auf umweltschützende Maßnahmen geeinigt. Übergeordnetes Ziel davon ist es, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen [1]. Wie nachfolgend dargelegt wird, ist ein wichtiger Schlüssel dazu, große Teile unserer Primärenergieversorgung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger umzustellen.

Der globale Primärenergieverbrauch ist, wie Abbildung 1-1 zu entnehmen ist, im 20. und Anfang des 21. Jahrhunderts aufgrund von Bevölkerungswachstum und höheren Lebensstandards stetig angestiegen. In Abbildung 1-2 wird beispielhaft für das Jahr 2018 die weltweite Primärenergiebereitstellung, Strombereitstellung und die Kohlenstoffdioxid-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) aufgegliedert nach Ressourcen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass mehr als 80 % der Primärenergie von ca. 14 200 Mtoe (Mega Tonnen Erdöläquivalent) und rund 64 % des produzierten Stromes in Höhe von ca. 26 700 TWh im betreffenden Jahr aus fossilen Brennstoffen gewonnen wurden. Die Tatsache, dass der globale CO<sub>2</sub>-Ausstoß von etwa 33 500 Mt beinahe vollständig auf fossile Brennstoffe entfällt, bedeutet, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß massiv gesenkt werden kann, wenn ein Umstieg von fossilen auf CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger gelingt. Für die Zukunft wird außerdem erwartet, dass der Energiebedarf weiter ansteigt, weshalb ein weiteres Wachstum der Energieversorgungskapazität erforderlich sein wird. Es sind daher sichere, saubere und diversifizierte Energielieferanten notwendig, um den Energiebedarf zu decken und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen zu verringern [2].

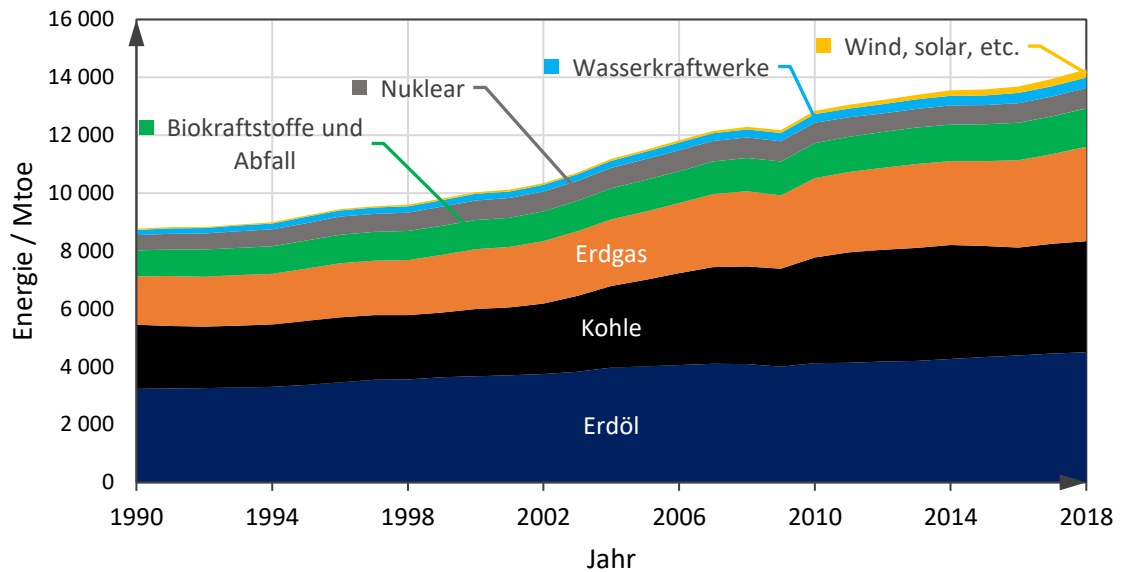


Abbildung 1-1: Entwicklung der weltweiten Primärenergiebereitstellung in Mtoe (Mega Tonnen Öläquivalent) aufgliedert nach Quelle [3].

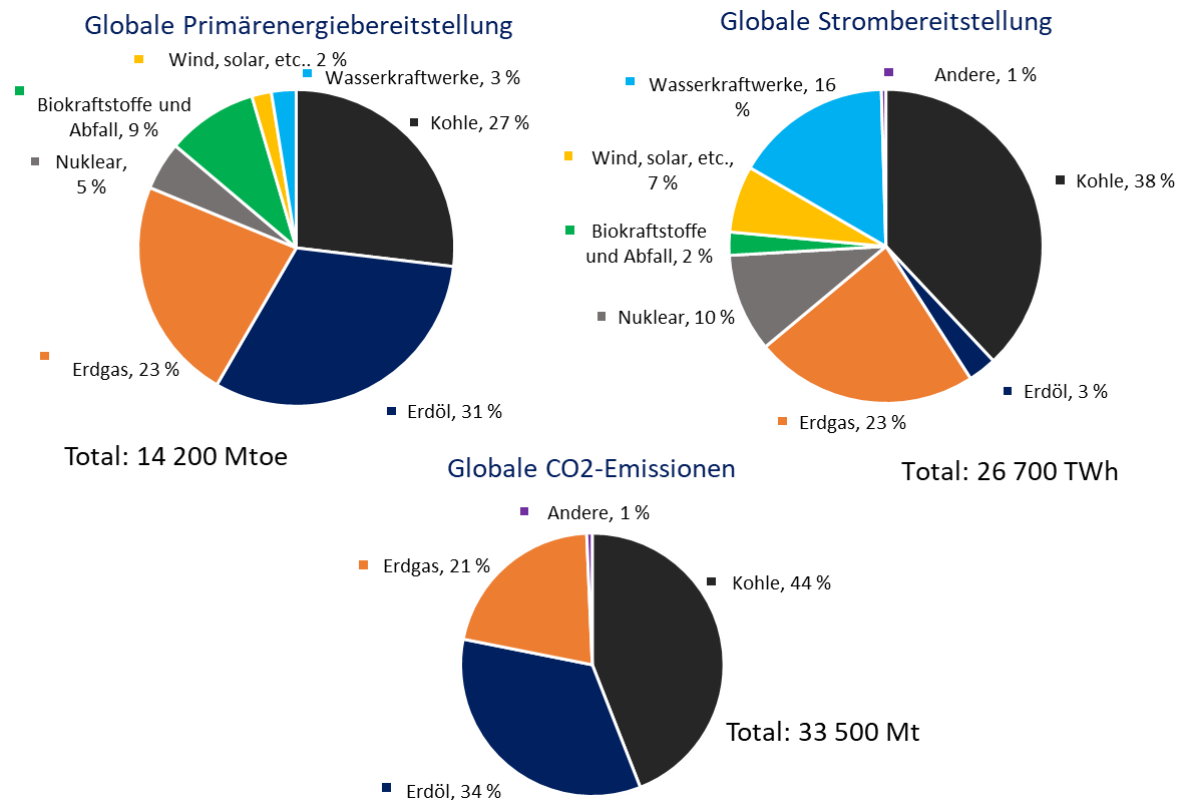


Abbildung 1-2: Weltweite Primär- und Strombereitstellung sowie CO2-Emissionen im Jahr 2018 aufgliedert nach Quelle [3–5].

Wie soeben dargelegt, ist ein Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich. Eine Herausforderung, die diese oft mit sich bringen, ist deren Volatilität. Viele regenerative Energielieferanten, wie zum Beispiel Solarstrahlung oder Wind, können keine konstante Energieversorgung garantieren, sondern sind abhängig von Wolken, Windverhältnissen, Tages- und Jahreszeiten. Es sind demnach Speicher notwendig, um diese Energie unabhängig von Umwelteinflüssen verfügbar zu machen. Durch die Kopplung von erneuerbaren Energieträgern mit der Elektrolyse kann Strom beispielsweise aus Solarenergie auf lange Zeit flexibel in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Besonders die Hochtemperaturelektrolyse verspricht dabei eine sehr energieeffiziente Wasserstoffproduktion. Systeme wie Photovoltaik (PV) und Windanlagen können hierbei den benötigten Strom liefern, während konzentrierende Solartechnik die benötigte Prozesswärme kostengünstig zur Verfügung stellen kann.

Die Speicherung von „grünem“ elektrischem Strom in Form von Wasserstoff ist aus vielerlei Hinsicht attraktiv, denn dieser bringt als Energieträger einige Vorteile mit sich:

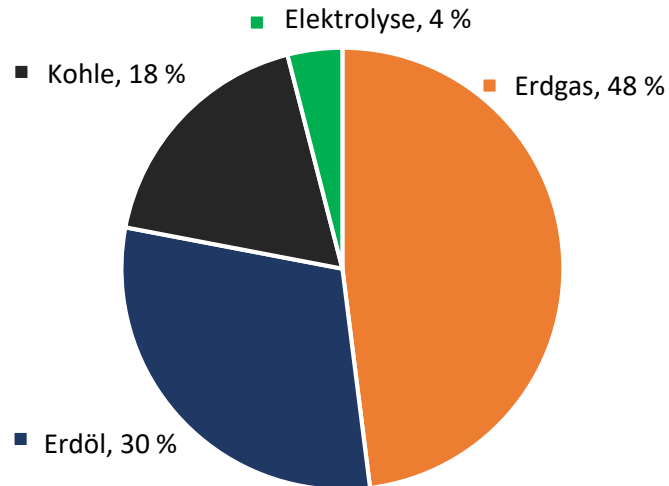
- Es handelt sich um einen sehr sauberen Energieträger, bei dessen Rückverstromung in einer Brennstoffzelle als einziges Nebenprodukt Wasser entsteht [2].
- Die massenbezogene Energiedichte von Wasserstoff ist mit 33,33 kWh/kg mehr als doppelt so hoch wie die von festen und flüssigen Energieträgern [6, 7].
- Die Abhängigkeit von Ölimporten kann reduziert werden [2].
- Die Nutzung ist durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger nachhaltig [2].
- Er ermöglicht die Reduktion der Luftverschmutzung und bessere urbane Luftqualität, da am Ort der Nutzung weder CO<sub>2</sub>, noch Kohlenwasserstoffe, Treibhausgase oder Stickoxide entstehen [2].
- Wirtschaftliche Rentabilität kann durch möglicherweise Formung des zukünftigen globalen Energiemarktes geboten werden [2].
- Elektrolytisch hergestellter Wasserstoff bringt erneuerbare Energien in eine leichter über weite Strecken transportierbare Form.
- Wasserstoff ist von Tageszeit und Wetter unabhängig verfügbar [8].

Neben der Rückverstromung in Brennstoffzellen bietet Wasserstoff weitere vielseitige Anwendungsgebiete. Er ermöglicht beispielsweise die Integration von regenerativen Energieträgern in Zweige, die nur schwer auf Elektrizität umstellbar sind, wie Wärmebereitstellung im privaten und industriellen Bereich [9]. Im Transportsektor kann Wasserstoff nicht

nur in Brennstoffzellenautos verwendet, sondern auch in Verbrennungsmotoren direkt verbrannt oder für die Synthese von Kraftstoffen eingesetzt werden. Wasserstofftanks können große Akkus in Elektrofahrzeugen ersetzen und in allen Dimensionen von Kleinwagen über LKW und Züge bis hin zu Schiffen Anwendung finden [9]. In den vielen Bergbauminen Chiles soll beispielsweise der hohe Dieserverbrauch durch den Einsatz von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen oder synthetischen Kraftstoffen gesenkt werden [8]. In der chemischen Industrie dient Wasserstoff außerdem als Ausgangsmaterial für Düngemittel, Erdölraffinerie sowie Ammoniak-, Methanol und Stahlproduktion [7, 9].

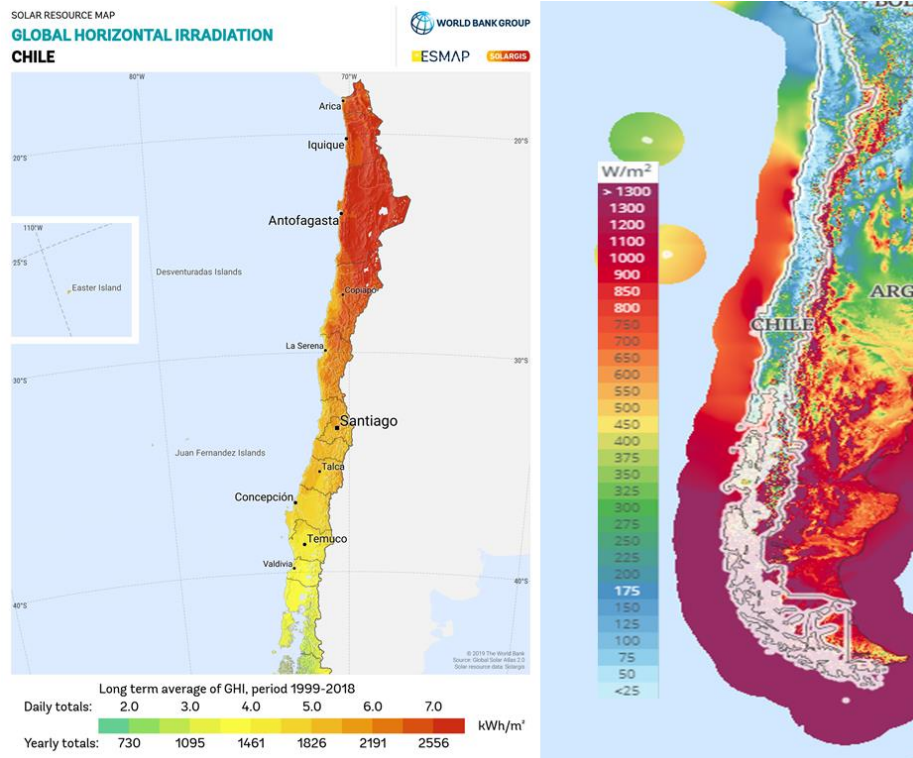
Die weltweit produzierte Wasserstoffmenge beträgt derzeit ungefähr 500 Mrd. Nm<sup>3</sup> pro Jahr [7, 10]. Davon wird bisher nur etwa 4 % elektrolytisch hergestellt (siehe Abbildung 1-3). Der geringe Anteil der Wasserelektrolyse begründet sich vor allem in den höheren Wasserstoffgestehungskosten aber auch in dem gesteigerten Wartungsaufwand und der geringeren Stabilität verglichen zu anderen Technologien [11, 12]. Um diese Schwachstellen zu überwinden und die Technologie wirtschaftlicher zu machen, wurde in den letzten Jahren viel Forschung zur Entwicklung von günstigen und effizienten Elektrolyseuren betrieben [7]. Aktuell erfolgt der Großteil der weltweiten Wasserstoffproduktion durch Nutzung fossiler Brennstoffe, hauptsächlich durch Dampfreformierung von Methan. Durch den Verbrauch von fossilen Brennstoffen ist die Produktion mit der Emission von schädlichen Treibhausgasen verbunden [7]. Für den nachhaltigen Einsatz von Wasserstoff als Energieträger muss dieser jedoch „grün“, also emissionsarm, hergestellt werden.

Die Wasserstoffproduktion bedarf aus diesem Grund eines dramatischen Umschwungs hin zu sauberen Technologien, wie der Wasserelektrolyse. Diese bringt neben dem emissionsfreien Betrieb weitere positive Aspekte mit sich. So weist sie beispielsweise auch bei schwankender Stromversorgung eine bemerkenswerte Zelleffizienz und hohe Produktionsraten mit hervorragender Reinheit auf, was vor allem für die Nutzung in Brennstoffzellen von Vorteil ist [7, 13]. Durch den häufig modularen Aufbau der Elektrolyseure sind sie außerdem von kleinen Einzelanlagen bis hin zu mehreren hundert Megawatt skalierbar [2, 13].



**Abbildung 1-3: Weltweite Wasserstoffproduktion gegliedert nach Technologie [10].**

Eine Nation, welche sich einen Vorreiterstatus im Bereich der Wasserelektrolyse erarbeiten möchte, ist Chile. Das Land plant das Potential seiner geographischen Lage zu nutzen und verfolgt das Ziel bis 2050 ein globaler Maßstab bezüglich Produktion und Export von grünem Wasserstoff zu sein. Die Voraussetzungen dafür sind bestens: Chile verfügt dank seiner unvergleichlichen Sonneneinstrahlung im Norden und der starken sowie konstanten Winde im Süden (siehe Abbildung 1-4) über natürliche Ressourcen, um sehr günstig „grünen“ Strom zu produzieren. Ein weltweites Freihandelsabkommen und eine offene Volkswirtschaft komplettieren die herausragende Ausgangslage [14]. So erwartet Chiles Energieminister Juan Carlos Jobet auf der Grundlage der unterschriebenen Klimaabkommen, dass sich der globale Wasserstoffbedarf bis 2050 verzehnfachen könnte. Gleichzeitig werden die Wasserstoffgestehungskosten in den nächsten Jahren merklich sinken [14]. Im Jahr 2050 könnte Chile laut Schätzungen Wasserstoff im Wert von 30 Mrd. USD exportieren, was in etwa dem heutigen Kupferexport entspricht. Kupfer ist aktuell das Hauptexportgut Chiles und stellt ca. die Hälfte der exportierten Werte dar [8].



**Abbildung 1-4: Globalhorizontalstrahlung (links) [15] und Wind-Leistungsdichte (rechts) [16] für Chile.**

Das dieser Arbeit übergeordnete Vorhaben behandelt die Produktion von Wasserstoff und Synthesegas im kommerziellen Maßstab in Chile. Ziel ist die techno-ökonomische Bewertung einer integrierten Anlage zur Produktion ebendieser Gase mittels Kombination verschiedener regenerativer Energieträger und Technologien für ausgewählte Standorte. Im ersten Schritt des Projektes, welchem sich auch diese Masterarbeit widmet, soll die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion durch Hochtemperaturelektrolyse gezeigt werden. Im Zuge dessen wird eine Kombination von konzentrierender Solartechnik und weiteren regenerativen Energieträgern mit Hochtemperaturelektrolyse für ausgewählte Standorte in Chile modelliert, simuliert und anschließend bewertet. Im Anschluss an die Studie soll zunächst eine Demonstrationsanlage vor Ort geplant und gebaut werden bevor diese im kommerziellen Maßstab realisiert wird [17].

Um die Thematik vorzustellen, werden im nachstehenden Theorieteil zunächst die Grundlagen der Hochtemperaturelektrolyse und der konzentrierenden Solartechnik erläutert. Anschließend wird im Kapitel Methodik das systematische Vorgehen dargelegt. Bei dieser Gelegenheit werden die verschiedenen Konzepte zum Betrieb des Hochtemperaturelektrolyseurs, einige Vorbetrachtungen und die Jahresertragsberechnung beschrieben. Im darauffolgenden Teil werden die Ergebnisse dieser Berechnungen präsentiert, bewertet und diskutiert. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung der techno-ökonomischen Bewertung mit dazugehörigem Fazit und einem Ausblick auf mögliche zukünftige Weiterentwicklungen.

## 2 Theoretische Grundlagen

Es gibt viele verschiedene Methoden, Wasserstoff herzustellen. Die gängigen Technologien sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Der linke Ast („fossile Brennstoffe“) der Wasserstoffproduktionstechnologien ist aufgrund des Verbrauchs von fossilen Energieträgern meist mit der Emission von Treibhausgasen verbunden und kommt deshalb für eine nachhaltige Wasserstoffproduktion nicht infrage. Die in dieser Arbeit untersuchte Hochtemperatorelektrolyse (auch Festoxid-Elektrolyse, englisch: solid oxide electrolysis SOE, in Abbildung 2-1 „Festoxid“ genannt) findet sich im rechten Ast der erneuerbaren Quellen („Regenerative Quellen“) wieder. Sie ist den Wasserspaltungsverfahren und weiter der Familie der Wasserelektrolyse zuzuordnen. Neben der Hochtemperatorelektrolyse (HTE) existieren zwei weitere Elektrolysetechnologien: die alkalische Wasserelektrolyse (AEL) und die Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), welche für dieses Projekt allerdings eine untergeordnete Rolle spielen. Die theoretischen Grundlagen der HTE werden im folgenden Kapitel 2.1 dargelegt. Das Wasser wird bei der HTE in dampfförmigem Zustand eingeleitet. Die für die Dampferzeugung benötigte Wärme kann konzentrierende Solartechnik bereitstellen, welche in Kapitel 2.2 näher erläutert wird.

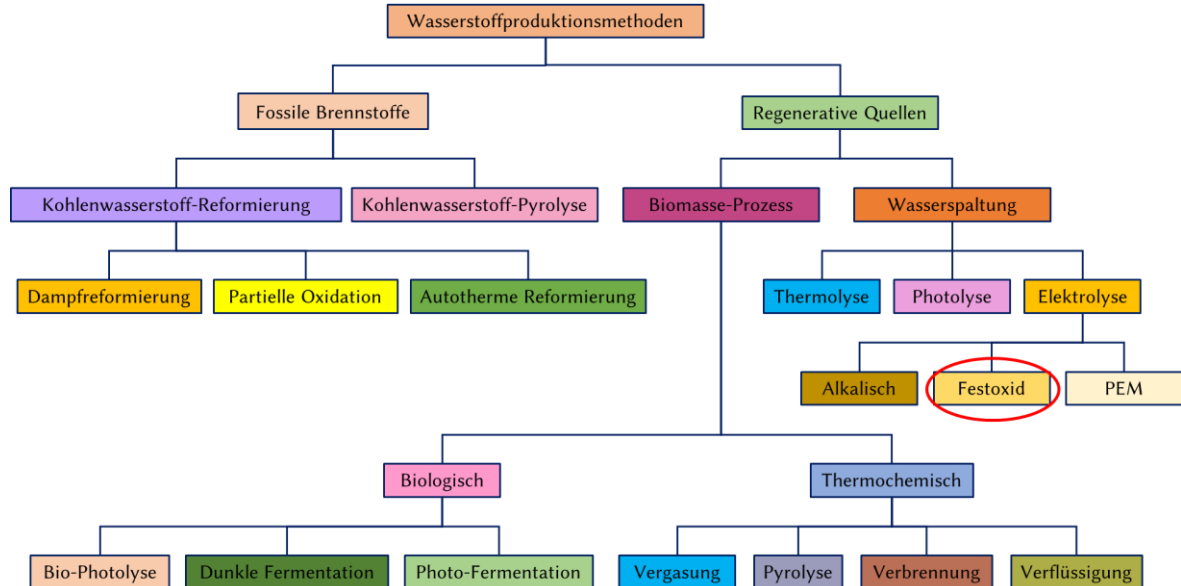


Abbildung 2-1: Wasserstoffproduktionsmethoden nach [7].



## 2.1 Elektrolyse

In den letzten Jahren nahm der weltweite Ausbau der Elektrolyseurkapazität deutlich Fahrt auf. Wie Abbildung 2-2 zu entnehmen ist, stieg die Anzahl der Projekte im Energiesektor und die jährlich installierte Elektrolyseurkapazität von weniger als 1 MW<sub>e</sub> im Jahr 2010 auf 25 MW<sub>e</sub> im Jahr 2019 kontinuierlich an. Weiterhin nimmt die Kapazität der einzelnen Projekte zu. So waren in den frühen 2010er Jahren die meisten Anlagen im Bereich um 0,5 MW<sub>e</sub> anzusiedeln. In den Jahren 2017 bis 2019 wurden die Elektrolyseure dagegen eher für eine Leistung von 1 – 5 MW<sub>e</sub> ausgelegt. Aktuell werden Projekte mit einer Kapazität von 10 MW<sub>e</sub>, wie beispielsweise der „Aqualizer“ in Fukushima, Japan, realisiert [18, 19]. Für die nächsten Jahre sind weitere, immer größer werdende Elektrolyseanlagen angekündigt, sodass die weltweit installierte Elektrolyseurleistung einen deutlichen Anstieg erfahren wird. Beispiele hierfür sind ein 20 MW<sub>e</sub>-PEMEL in Kanada, der Ende 2020 in Betrieb genommen werden soll, Planungen einer 250 MW-Anlage bis 2027, sowie einer 50 MW-Einheit bis 2022 die bis 2025 noch erweitert werden soll (alle in Dänemark) sowie eine Machbarkeitsanalyse zu einer 250 MW<sub>e</sub>-Anlage in Rotterdam [20–22].

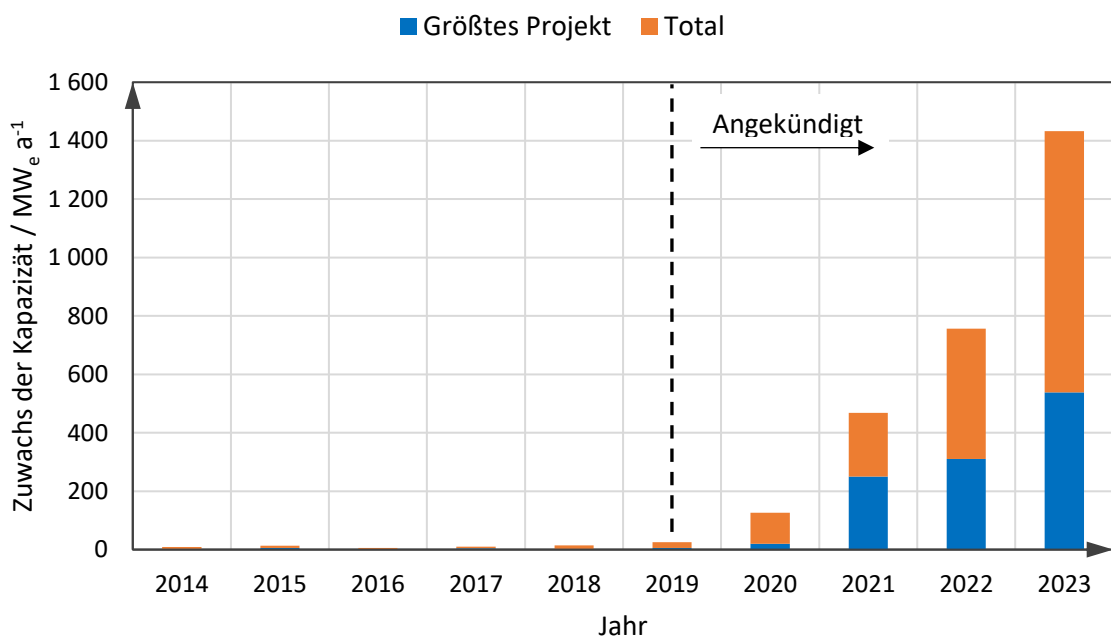


Abbildung 2-2: Jährlicher Zuwachs der weltweit installierten Elektrolyseurkapazität [11].

### 2.1.1 Aktuelle Verbreitung der verschiedenen Elektrolysetechnologien

Die alkalische Elektrolyse ist die ausgereifteste der drei bestehenden Elektrolysetechnologien und dominiert vor allem bei großen Projekten den Markt. Sie wird seit langem bis in den kommerziellen Megawattbereich angewendet [7]. Der bereits erwähnte „Aqualizer“ in Fukushima, Japan ist beispielsweise der größte Elektrolyseur der Welt, der aus nur einem einzigen Stack besteht. Die 10 MW<sub>e</sub>-Einheit ist in der Lage, 1 200 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro Stunde herzustellen [18]. Die auf den unteren Heizwert bezogene Effizienz beträgt aktuell ca. 63 – 70 % [23].

Viele der neueren Projekte sehen die PEMEL vor, da sie besser mit den auftretenden Fluktuationen vieler erneuerbarer Stromquellen umgehen kann [11]. Der Wirkungsgrad liegt mit 56 – 60 % bezogen auf den unteren Heizwert (englisch: Lower Heating Value, LHV) allerdings etwas unter dem der AEL [23]. 2015 wurde die damals größte PEM-Elektrolyseanlage der Welt in Mainz eingeweiht, welche für eine Leistung von 6 MW<sub>e</sub> ausgelegt ist [24]. Noch 2020 soll die neue größte PEM-Elektrolyseanlage der Welt bei der Shell Rheinland Raffinerie in Wesseling in Betrieb genommen werden. Sie verfügt über eine elektrische Kapazität von 10 MW<sub>e</sub> und wird in der Lage sein, rund 1 300 t Wasserstoff pro Jahr zu produzieren. Die Erkenntnisse des Betriebs der 10 MW<sub>e</sub> Anlage sollen dabei helfen, diese auf eine Kapazität von 100 MW<sub>e</sub> zu erweitern [25].

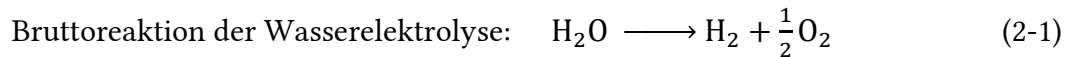
Im Gegensatz zu der AEL und der PEMEL befindet sich die HTE im Übergangsbereich von Demonstrationsanlagen zur kommerziellen Nutzung, verspricht jedoch eine deutliche Effizienzsteigerung im Vergleich zu den beiden anderen Elektrolysetechnologien. Der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad beträgt für das Modell „Hylink“ von Sunfire 82 % [26]. In der Literatur werden für die HTE auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrade von 74 – 81 % angegeben [23]. Der größte Hochtemperaturelektrolyseur der Welt wurde im Sommer 2020 von Sunfire nach Salzgitter in Deutschland geliefert. Er ist für eine elektrische Leistung von 720 kW<sub>e</sub> ausgelegt und damit deutlich kleiner als die größten AEL- oder PEMEL-Anlagen. Die Anlage soll bis Ende 2022 in mindestens 13 000 Betriebsstunden eine Menge von ca. 100 t Wasserstoff liefern [27]. Für Rotterdam, Niederlande wird in einem Demonstrationsprojekt ein HTE mit einer Nennleistung von 2,6 MW<sub>e</sub> geplant, der bis Ende 2024 in mindestens 16 000 Betriebsstunden rund 960 t Wasserstoff herstellen soll. Dieses Projekt soll einen Zwischenschritt zur Skalierung auf 100 MW-Anlagen darstellen [28].

Die Investitionskosten für die Elektrolyseure gestalten sich entsprechend dem Reifegrad der Technologien. Mit etwa 1 000 EUR/kW<sub>e</sub> für die AEL ist sie in der Anschaffung die günstigste Alternative [29, 30]. Die Kosten für die PEMEL sind in den letzten Jahren ebenfalls deutlich gesunken. Hier ist mit spezifischen Investitionen von 1 000 – 2 000 EUR/kW<sub>e</sub> zu rechnen [29, 30]. Die teuerste Elektrolysetechnologie ist mit Investitionskosten von rund 2 500 – 4 800 EUR/kW<sub>e</sub> die HTE [23, 30]. Es wird erwartet, dass die Anschaffungskosten für alle Technologien in Zukunft weiter sinken werden. Das Einsparpotential wird von verschiedenen Quellen unterschiedlich eingeschätzt. Milanzi et al. gehen in [30] davon aus, dass die Investitionskosten bis 2050 für die AEL, PEMEL und HTE bis auf 509 EUR<sub>2017</sub>/kW<sub>e</sub>, 355 EUR<sub>2017</sub>/kW<sub>e</sub> bzw. 153 EUR<sub>2017</sub>/kW<sub>e</sub> sinken könnten. In einem Bericht der IEA (International Energy Agency) wird hingegen von langfristigen Investitionskosten in Höhe von 200 – 700 USD/kW<sub>e</sub> für die AEL, 200 – 900 USD/kW<sub>e</sub> für die PEMEL und 500 – 1 000 USD/kW<sub>e</sub> für die HTE ausgegangen [23].

Generell sind Elektrolyseure sehr verlässlich und benötigen wenige Wartungsarbeiten, da kaum bewegliche Bauteile vorliegen. Sie laufen im Betrieb leise und sind meist modular aufgebaut, sodass sie für dezentrale Anwendungen in Wohn-, Industrie- und Gewerbegebieten geeignet sind [31]. Für dieses Projekt wurde sich für die Technologie der HTE entschieden, da sie einige entscheidende Vorteile mit sich bringt. Sie ermöglicht die Verwendung unedler Katalysatoren, gute dynamische Betriebseigenschaften, verbesserte Reaktionskinetik und vor allem eine deutlich höhere Energieeffizienz durch geringere Zellspannungen [7].

### 2.1.2 Grundprinzip der Hochtemperaturelektrolyse

Bei der Wasserelektrolyse werden Wassermoleküle ( $\text{H}_2\text{O}$ ) durch elektrischen Strom gespalten. Dabei entstehen pro Mol Wasser je ein Mol Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und 0,5 Mol Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) (siehe Gleichung (2-1)). Im Innenraum der Zelle beträgt die Temperatur bei der HTE 500 – 1 000 °C, sodass das Wasser als Wasserdampf vorliegt [7, 10, 32, 33]. Die Betriebstemperatur ist damit deutlich höher als bei der AEL oder der PEMEL, welche mit flüssigem Wasser bei Temperaturen von 40 – 90 °C bzw. 20 – 100 °C arbeiten [34].



Für die elektrische Wasserspaltung ist ein Gleichstromfluss notwendig, der mit einer Spannungsquelle in einem äußeren Stromkreis angeregt wird. In diesen Stromkreis wird die Elektrolysezelle, wie in Abbildung 2-3 dargestellt, eingebunden. Zwei Elektroden stellen die Verbindung zwischen Elektrolysezelle und äußerem Stromkreis her. An den Elektroden findet der Elektronentransfer zwischen den an der Reaktion beteiligten, flüssigen bzw. gasförmigen Molekülen und den festen Stromleitern statt. Die beiden Elektroden müssen dazu mit einem leitfähigen Elektrolyten in Kontakt stehen. Ein Separator oder Diaphragma bewirkt, dass die Elektroden und die entstehenden Gase räumlich voneinander getrennt werden und verhindert somit einen Kurzschluss sowie unerwünschte Folgereaktionen der entstehenden Produkte.

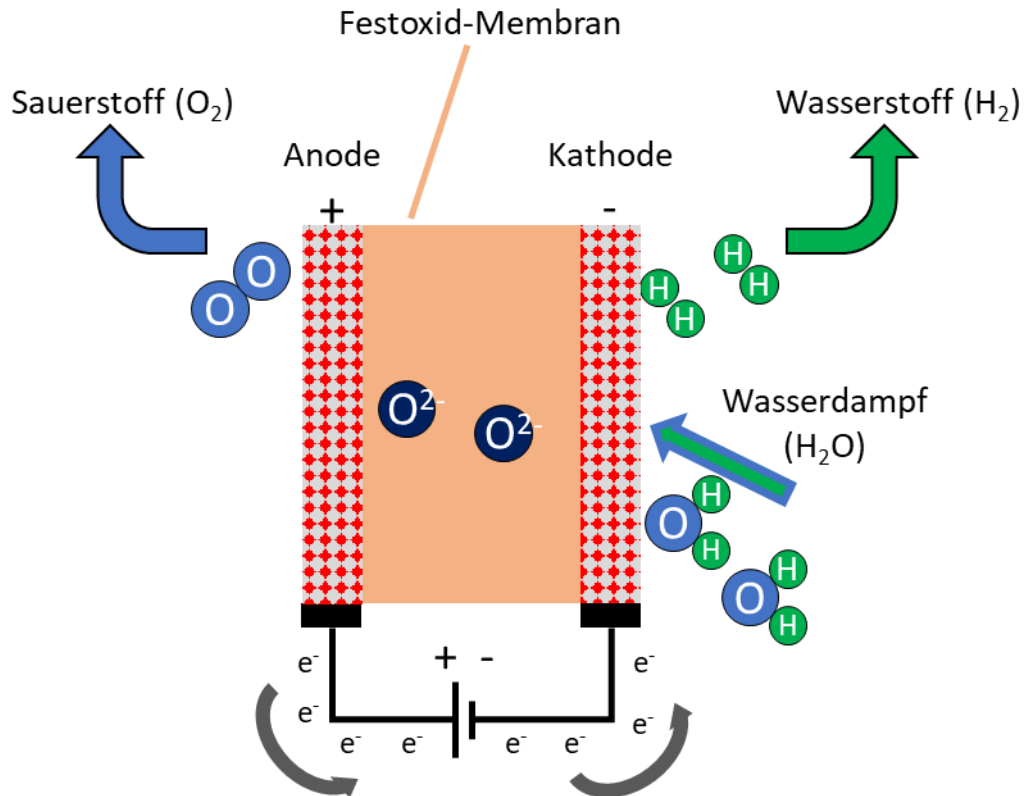
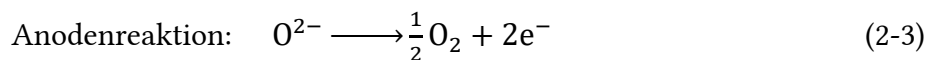
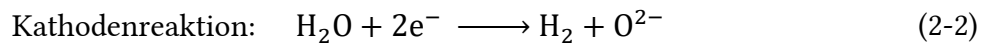


Abbildung 2-3: Funktionsschema einer Festoxid-Elektrolysezelle nach [31].

Bei der HTE dient eine feste Oxidschicht sowohl als Elektrolyt, als auch als Separator. Das Edukt Wasser wird als Wasserdampf auf der Kathodenseite in die Elektrolysezelle geleitet. Oberhalb der Zersetzungsspannung von mindestens 1,23 V entstehen durch die Elektrolyse Wasserstoffmoleküle, welche aus der Elektrolysezelle geleitet werden, sowie zweifach negativ geladene Sauerstoffanionen (Gleichung (2-2)). Als Separator und Elektrolyt fungiert eine bei hoher Temperatur für Sauerstoffanionen permeable Festoxidmembran [35]. Sie besteht meist aus Nickel/Yttriumoxid-stabilisiertem Zirkoniumoxid [12]. Getrieben durch das elektrische Feld wandern die Sauerstoffanionen durch den Elektrolyten zur Anode. Dort geben die Sauerstoffanionen je zwei Elektronen ab, reagieren dabei zu Sauerstoff und verlassen die Elektrolysezelle (Gleichung (2-3)) [33].



Es werden derzeit auch protonenleitende Membranen für Hochtemperaturelektrolysezellen entwickelt, welche eine bessere ionische Leitfähigkeit als die Sauerstoffanionen-Leiter und damit höhere Effizienzen aufweisen [7]. Bei protonenleitenden Elektrolyten wird der

Wasserdampf auf der Anodenseite eingeleitet. Durch Elektronenabgabe entstehen Sauerstoff und Protonen. Diese wandern durch die Membran und reagieren auf der Kathodenseite mit Elektronen zu Wasserstoffmolekülen.

### 2.1.3 Thermodynamik der Hochtemperaturelektrolyse

Ein Hochtemperatur-Wasserelektrolyseur ist ein elektrochemischer Apparat, der elektrische und thermische Energie in chemische Energie umwandelt [31]. Dafür ist ein Mindestmaß an Energie, welches der Bildungsenthalpie  $\Delta H$  von Wasser entspricht, notwendig (Gleichung (2-4)) [7]. Die Elektrolysereaktion ist endotherm ( $\Delta H > 0$ ) und läuft nicht spontan ab ( $\Delta G > 0$ ) [31].

$$\Delta H = \Delta G + T \Delta S \quad (2-4)$$

H: Enthalpie, G: Freie Enthalpie, T: Temperatur, S: Entropie

Damit die Reaktion stattfindet, muss ein gewisser Anteil der Energie, nämlich die freie Enthalpie  $\Delta G$ , *elektrisch* zugeführt werden. Die Spannung, die hierfür benötigt wird, heißt theoretische Zersetzungsspannung oder reversible Zellspannung  $U_0$  (Gleichung (2-5)) [33]. Sie entspricht der Spannung der Elektrolysezelle bei offenen Klemmen ohne äußeren Stromfluss und beträgt bei Standardbedingungen etwa 1,23 V [33].

$$U_0 = -\Delta E^0 = \frac{\Delta G^0}{zF} = \frac{237,13 \text{ kJ mol}^{-1}}{2 * 96\,485 \text{ C mol}^{-1}} \approx 1,23 \text{ V} \quad (2-5)$$

U: Spannung,  $E^0$ : Standardpotential, z: Ionenwertigkeit, F: Faraday-Konstante

Durch die Wasserspaltung nimmt die Entropie zu. Aus diesem Grund muss weitere Energie zugeführt werden, um die Elektrolyse zu realisieren. Diese Energie kann *thermisch* oder *elektrisch* zugeführt werden und entspricht dem Produkt aus Temperatur  $T$  und Entropieänderung  $\Delta S$ . Die benötigte Spannung, die gerade der insgesamt für die Elektrolyse benötigten Energie entspricht, wird thermoneutrale Spannung  $U_{TN}$  genannt und beträgt bei Standardbedingungen etwa 1,48 V (Gleichung (2-6)(2-4)). Oberhalb dieser Spannung setzt die Elektrolyse Wärme frei. In realen Elektrolyseuren wird außerdem immer Abwärme durch den Innenwiderstand der Zelle frei [7, 33].

$$U_{TN} = -\Delta E_{TN} = \frac{\Delta H^0}{zF} = \frac{285,83 \text{ kJ mol}^{-1}}{2 * 96\,485 \text{ C mol}^{-1}} \approx 1,48 \text{ V} \quad (2-6)$$

E: elektrisches Potential

Ein Hochtemperaturelektrolyseur kann abhängig von der Zellspannung in drei verschiedenen Operationsmodi betrieben werden:

- Thermoneutraler Modus: Der zur Verfügung gestellte elektrische Strom wird vollständig für die Elektrolysereaktion verwendet. Die Spannung entspricht der thermoneutralen Spannung. Folglich haben Ein- und Auslassströme dieselbe Temperatur [35].
- Exothermer Modus: Die anliegende Spannung liegt oberhalb der thermoneutralen Spannung. Ein Teil der elektrischen Leistung wird in freiwerdende Wärme umgewandelt, sodass die Temperatur am Auslass größer als am Einlass ist [35].
- Endothermer Modus: Die Spannung liegt zwischen der theoretischen Zersetzungsspannung und der thermoneutralen Spannung. Durch die endotherme Zellreaktion wird Wärme aufgenommen, sodass die ausströmenden Gase eine geringere Temperatur als der Einlass aufweisen [35].

### Temperaturabhängigkeit der Zellspannung

Die Enthalpie  $\Delta H$  und freie Enthalpie  $\Delta G$  hängen von Temperatur und Druck ab. Während die insgesamt aufzubringende Energie  $\Delta H$  für die Elektrolyse mit zunehmender Temperatur leicht zunimmt, fällt der Anteil der freien Enthalpie  $\Delta G$  und damit der elektrisch zuzuführende Anteil signifikant ab [33]. Dies lässt sich thermodynamisch folgendermaßen erklären. Die theoretische Zersetzungsspannung berechnet sich nach Gleichung (2-7).

$$U_0 = -\Delta E_0 = -\left(-\frac{\Delta G}{zF}\right) = \frac{\Delta H - T \Delta S}{zF} > 0 \quad (2-7)$$

Setzt man die Beziehung  $\left(\frac{\delta G}{\delta T}\right)_p = -S$  in Gleichung (2-7) ein, so erhält man die Temperaturabhängigkeit der Zersetzungsspannung als Gleichung (2-9) [33]:

$$\left(\frac{\delta \Delta E}{\delta T}\right)_p = -\frac{1}{zF} \left(\frac{\delta \Delta G}{\delta T}\right)_p = \Delta S / zF \quad (2-8)$$

$$U(T) = -\Delta E(T) = U_0 - \left(\frac{\delta \Delta E}{\delta T}\right)_p (T - T_0) \quad (2-9)$$

p: Druck

Da der Ausdruck  $\left(\frac{\delta \Delta E}{\delta T}\right)_p$  positiv ist, verringert sich die Zersetzungsspannung mit zunehmender Temperatur. Das bedeutet, dass die insgesamt benötigte Energie zwar leicht zunimmt, jedoch ebenfalls, dass ein immer größer werdender Anteil davon thermisch zugeführt werden kann (siehe Abbildung 2-4, links). Die folgenden Zahlenbeispiele werden dies verdeutlichen. Die thermoneutrale Spannung  $U_{TN}$  beträgt bei 25 °C 1,48 V und steigt bei einer Temperatur von 1000 °C auf 1,52 V an. Die theoretische Zersetzungsspannung  $U_0$  sinkt in diesem Temperaturbereich jedoch von 1,23 V auf 0,91 V (siehe auch Tabelle 2-1). Folglich kann bei 1 000 °C ca. 40 % der benötigten Energie thermisch zugeführt werden. Aus diesem Grund ist die Hochtemperaturelektrolyse dann attraktiv, wenn eine günstige Wärmequelle auf hohem Temperaturniveau zur Verfügung steht [12, 31].



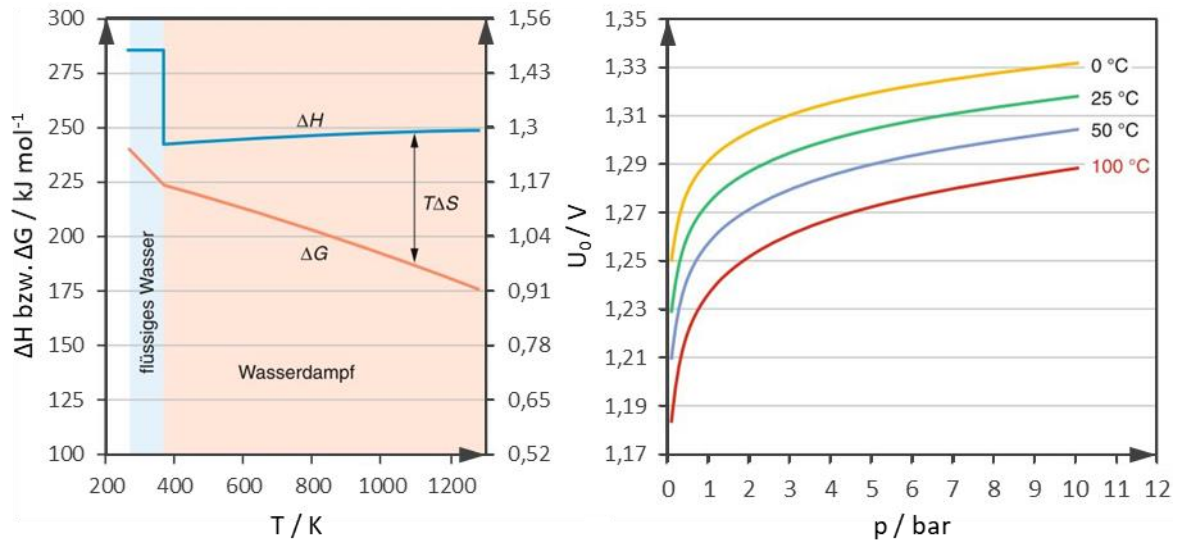


Abbildung 2-4: Temperatur- und Druckabhängigkeit der Reaktionsenthalpie bzw. der Zersetzungsspannung der Wasserelektrolyse [33].

Tabelle 2-1: Thermodynamische Daten der Wasserspaltung nach [33].

	$\Delta H_R / \text{kJ mol}^{-1}$	$U_{TN} / \text{V}$	$\Delta G_R / \text{kJ mol}^{-1}$	$U_0 / \text{V}$	$T\Delta S / \text{kJ mol}^{-1}$	$T\Delta S / (2F) / \text{V}$
Wasser (l) 25 °C	285,8	1,48	237,2	1,23	48,6	-0,25
Wasser (g) 100 °C	242,6	1,26	225,1	1,17	17,5	-0,09
Wasser (g) 1000 °C	249,4	1,29	177,1	0,92	72,3	-0,37
Aus- wirkung		Erwärmung, wenn $U > U_{TN}$		Ablauf der Elektrolyse, wenn $U \geq U_0$		

Die hohe Temperatur bringt noch zwei weitere Vorteile mit sich: Zum einen wird die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten erhöht, sodass hier weniger Leitungsverluste als bei moderater Temperatur anfallen. Zum anderen erhöht sich mit der Temperatur ebenfalls die Reaktionsrate an den Elektroden, was reaktionskinetische Vorteile gegenüber AEL und PEMEL zur Folge hat [12].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Elektrolyse in der Gasphase dazu führt, dass die theoretische Zersetzungsspannung reduziert und der thermodynamische Wirkungsgrad erhöht werden kann. Der Spannungswirkungsgrad (Definition laut Tabelle 2-2) beträgt für die AEL 62 – 82 % und für die PEMEL: 67 – 82 % während bei der HTE Werte bis 110 % möglich sind [29].

### Druckabhängigkeit der Zellspannung

Die Zellspannung wird ab einem Druck von ca. 10 bar<sub>a</sub> durch den Entropieeinfluss beeinflusst. Die Druckabhängigkeit kann mathematisch mit  $\left(\frac{\delta G}{\delta p}\right)_T = V$  und dem idealen Gasgesetz  $V = \frac{nRT}{p} = RT \sum_i n_i/p_i$  beschrieben werden:

$$\left(\frac{\delta \Delta E}{\delta p}\right)_T = -\frac{1}{zF} \left(\frac{\delta \Delta G}{\delta p}\right)_T = -\frac{\Delta V}{zF} \quad (2-10)$$

$$U(p) = -\Delta E(p) = U_0 + \sum_i \frac{RT}{zF} \ln(p_i)^{n_i} = U_0 + \frac{RT}{zF} \ln K_p \quad (2-11)$$

V: Volumen, n: Stoffmenge, K<sub>p</sub>: druckbezogene Gleichgewichtskonstante, Summenzeichen bedeutet Produkte minus Edukte; Index i für Edukte < 0, für Produkte > 0

Die Druckabhängigkeit hat einen eher geringen Einfluss auf die Zersetzungsspannung. Erhöht man den Druck von 1 bar<sub>a</sub> auf 10 bar<sub>a</sub>, so erhöht sich die Zersetzungsspannung um etwa 0,04 V (siehe Abbildung 2-4). Neben der thermodynamischen Betrachtung spielt der Druck jedoch auch für die Reaktionskinetik eine Rolle [33]. Bei zunehmendem Druck verkleinern sich die Gasbläschen, sodass die Spannung und damit die elektrische Leistung fallen. In Experimenten konnte ein Spannungsabfall von 100 mV bei einer Druckerhöhung von 1 atm auf 30 atm gemessen werden. Das bedeutet, dass die benötigte Spannung und damit elektrische Leistung mit steigender Temperatur und steigendem Druck abnehmen [31].

### Faraday'sche Gesetze

Mithilfe des ersten Faraday'schen Gesetzes lässt sich errechnen, wie viel Strom benötigt wird, um eine bestimmte Menge Wasserstoff zu erzeugen bzw., wie viel Wasserstoff man mit einem vorgegebenen elektrischen Strom erzeugen kann. Das Gesetz besagt, dass die bei der Elektrolyse abgeschiedene Stoffmenge  $m$  proportional der geflossenen elektrischen Ladungsmenge  $Q$  ist (2-12) [33].

$$Q = \int_0^t I(t) dt = zFn = \frac{m}{k} \text{ wobei } k = \frac{M}{zF} \quad (2-12)$$

$Q$ : Ladungsmenge,  $I$ : Stromstärke,  $t$ : Zeit,  $n$ : abgeschiedene Stoffmenge,  $m$ : abgeschiedene Masse,  $k$ : elektrochemisches Äquivalent,  $M$ : molare Masse

Das zweite Faraday'sche Gesetz setzt die abgeschiedene Masse eines Stoffes, seine Atommasse und seine Ladungszahl ins Verhältnis. Die abgeschiedene Masse ist proportional zur Atommasse und umgekehrt proportional zur Ladungszahl [33]:

$$m_1 \sim M_1 \sim \frac{1}{z_1} \quad (2-13)$$

### Wirkungsgraddefinitionen für die technische Elektrolyse

In der Realität treten Verluste auf, sodass die tatsächlich abgeschiedene Masse eines Stoffes nicht der mit den Faraday-Gesetzen berechneten Masse entspricht. Dies wird durch die Stromausbeute  $\eta_{\text{Coulomb}}$ , auch Coulomb-Wirkungsgrad oder Faraday-Wirkungsgrad genannt, berücksichtigt (Gleichung (2-14)) [33]. Sie ist ein Maß dafür, wie viele Elektronen in dem externen Kreislauf an die Oberfläche der Elektrode transportiert und dort in der Wasserstoffbildungsreaktion genutzt werden [7].

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Coulomb}} &= \frac{m_{\text{abgeschieden}}}{m_{\text{theoretisch abgeschieden}}} = \frac{n_{\text{abgeschieden}}}{n_{\text{theoretisch abgeschieden}}} \\ &= \frac{V_{\text{abgeschieden}}}{V_{\text{theoretisch abgeschieden}}} \end{aligned} \quad (2-14)$$

Für die Elektrolyse werden viele verschiedene Wirkungsgraddefinitionen verwendet. Einige davon sind in Tabelle 2-2 aufgelistet. Für diese Arbeit eignet sich besonders die Definition der Energieausbeute  $\eta_H$ , da hier die gesamte Anlage inklusive Strom- und Wärmebereitstellung betrachtet werden kann.

**Tabelle 2-2: Definition verschiedener Wirkungsgrade für die Elektrolyse [33].**

Spannungswirkungsgrad	$\eta_U = \frac{U_0}{U(I)} \approx \frac{1,23 \text{ V}}{E_{Anode} +  E_{Kathode}  + IR_e}$
Thermischer Wirkungsgrad	$\eta_T = \frac{U_H}{U(I)} \approx \frac{1,48 \text{ V}}{U(I)}$
Stromausbeute, Faraday-Wirkungsgrad	$\eta_I = \frac{Q}{Q_F} = \frac{I}{I_F} = zF \frac{\dot{n}(H_2)}{I}$
Elektrischer Wirkungsgrad	$\eta = \eta_U \eta_I$
Energieausbeute für Hochtemperaturelektrolyse a) bezogen auf Brennwert b) bezogen auf Heizwert	$\eta_H = \frac{\Delta H^0 * \dot{n}(H_2)}{P+Q}$ $\eta_H = \frac{H_U * \dot{n}(H_2)}{P+Q}$
Energieaufwand der Wasserspaltung (masse- oder volumenbezogen)	$\eta_P = \frac{P}{\dot{m}(H_2)}$ oder $\eta_P = \frac{P}{\dot{V}(H_2)}$

## 2.2 Konzentrierende Solartechnik

Die Sonne ist mit einer jährlichen Einstrahlung auf der Erdoberfläche von 885 Mio. TWh ein sehr ergiebiger Energielieferant. Dies entspricht ungefähr dem 6 200-fachen des Primärenergiekonsums der Menschheit im Jahr 2008 [36]. Durch effiziente Nutzung der Solarstrahlung könnte also ein Großteil unseres Energiebedarfs abgedeckt werden.

Auf einem Quadratmeter Erde kommen bei klaren Sichtverhältnissen etwa 1 000 kW Strahlungsleistung an. Diese gliedert sich in Direktstrahlung, welche auf direktem Weg von der Sonne ankommt, und diffuse Strahlung, die durch Luftmoleküle und Aerosole gestreut wurde. Für die konzentrierende Solartechnik ist nur die Direktstrahlung verwendbar, da nur diese mit Reflektoren konzentriert werden kann. Aus diesem Grund sind konstant klare, wolkenlose Luftverhältnisse für diese Technologie essenziell. In den Gebieten um den Äquator liegen zwar die besten Einstrahlwinkel vor, durch die hohe Luftfeuchtigkeit eignen sie sich dennoch unzureichend für solarthermische Kraftwerke. Hohe Direktnormalstrahlung (englisch: Direct Normal Irradiance, DNI) herrscht an heißen und trockenen Standorten mit überwiegend klarem Himmel und wenigen Aerosolen. Man findet sie typischerweise in den subtropischen Regionen zwischen 15° und 40° nördlicher oder südlicher Breite. Die DNI ist außerdem in hoch gelegenen Gebieten oft vorteilhaft, da aufgrund der dünneren Atmosphäre weniger Absorption und Streuung des Sonnenlichts stattfindet. Gute Standorte für CSP-Anlagen (Concentrating Solar Power) sind unter anderem der Norden und Süden Afrikas, der mittlere Osten, Südeuropa, der Südwesten der USA, Nordmexiko, Chile und Australien (siehe Abbildung 2-5) [37].

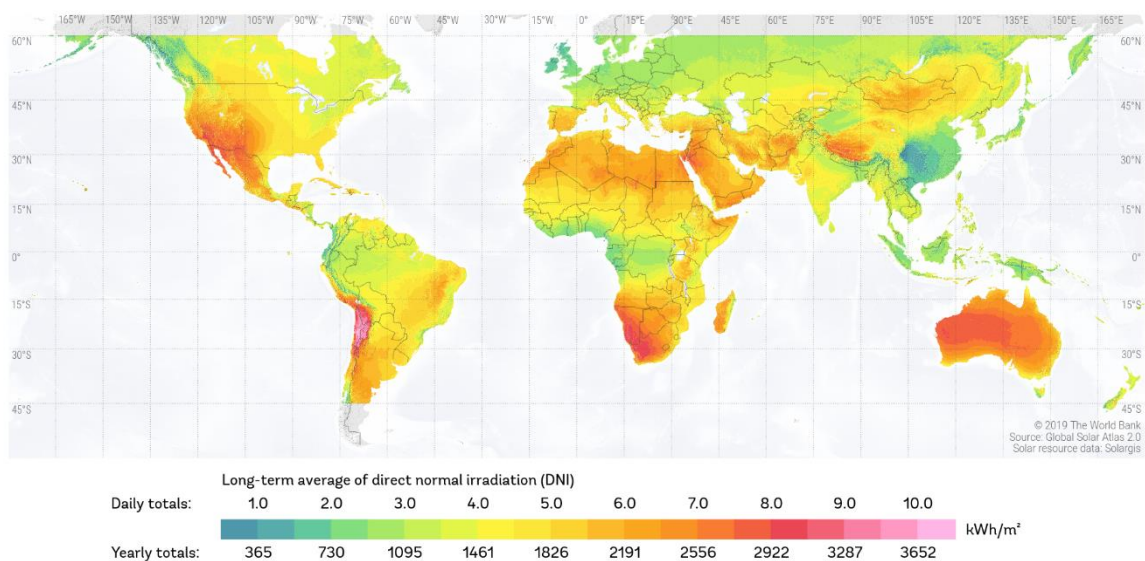


Abbildung 2-5: Direktnormalstrahlung auf der Erdoberfläche weltweit [38].

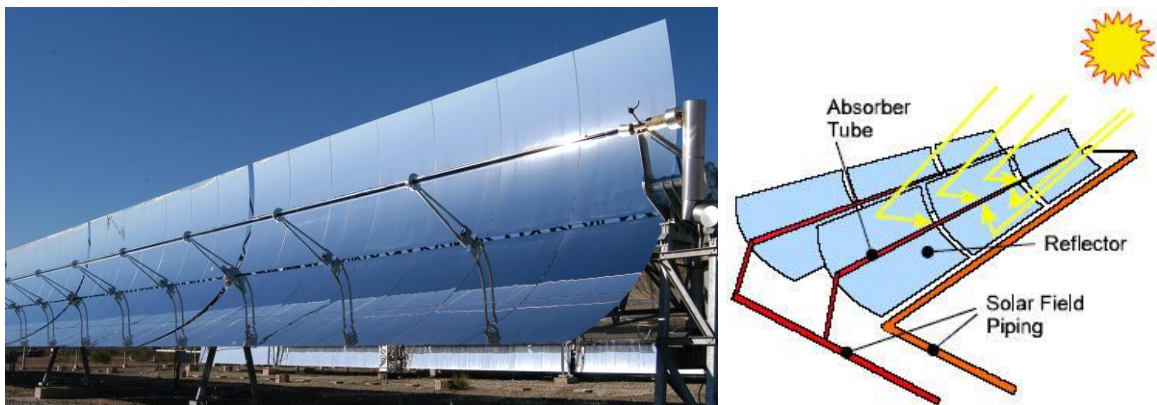
### 2.2.1 Grundlagen

Die Hochtemperaturelektrolyse findet bei Temperaturen von 500 – 1 000 °C statt. Die hierfür benötigte Wärme kann von konzentrierender Solartechnik bereitgestellt werden. Ein optisches System sammelt und konzentriert dabei die direkte Sonnenstrahlung und lenkt diese auf einen Receiver. Der Receiver absorbiert die konzentrierte Solarstrahlung und wandelt sie in thermische Energie um, welche anschließend in weiteren Prozessen genutzt werden kann [39]. Es existieren drei verschiedene Systeme für die großskalige Konzentration von Solarstrahlung:

- Parabolrinnen und Linear Fresnel Kollektoren
- Paraboloid oder Dishsysteme
- Solarturm

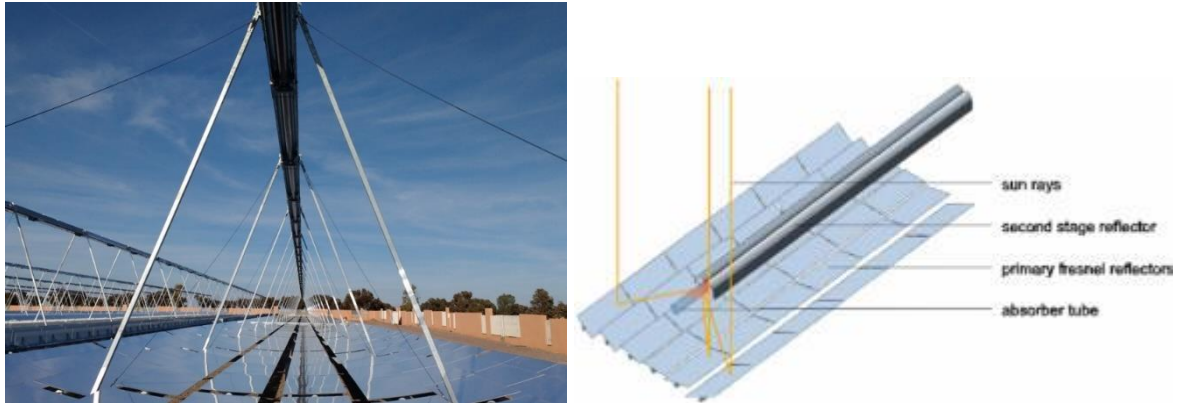
#### Parabolrinnensysteme

Parabolrinnen sind linienfokussierende Systeme aus parabelförmigen Spiegelfacetten. Sie konzentrieren die eingehende Strahlung auf einen Rohrabsorber, welcher sich in der Brennnlinie befindet. Die konzentrierte Strahlung erhitzt ein durch die Rohre zirkulierendes Wärmeübertragungsmedium (englisch: Heat Transfer Medium, HTM). Abbildung 2-6 zeigt einen realen Parabolrinnenkollektor sowie ein Schema eines Parabolrinnensystems. Die Parabolrinne wird der Sonne ganztägig nachgeführt, wobei der gesamte Kollektor inklusive Spiegelflächen und Absorberrohr um seine Längsachse rotiert.



**Abbildung 2-6:** Links: Parabolrinnenkollektor auf der Plataforma Solar de Almeria, Spanien [40]. Rechts: Schema eines Parabolrinnensystems [41].

Linear Fresnel Kollektoren sind ein besonderer Typ von Parabolrinnenkollektoren. Sie bestehen aus vielen langen, fast ebenen Spiegelementen, die plan angeordnet die Sonnenstrahlung auf einen Receiver oberhalb der Spiegel fokussieren (siehe Abbildung 2-7). In diesem System ist das Absorberrohr fix, während die Spiegelflächen der Sonne nachgeführt werden.



**Abbildung 2-7: Links: Linear Fresnel Kollektor von soltigua [42]. Rechts Schema eines Linear Fresnel Kollektors [43].**

Aufgrund des linearen Fokus sind die erreichbaren Konzentrationsfaktoren und Maximaltemperaturen von Parabolrinnen und Linear Fresnel Kollektoren begrenzt. Es können heute Konzentrationsfaktoren bis 100 und Temperaturen bis 550 °C erreicht werden [44].

### Dishsysteme

Diese Systeme bestehen aus einem Spiegel in Paraboloidform, der die Strahlung auf einen Brennpunkt konzentriert. Im Brennpunkt wird der Receiver platziert, in welchem die Sonnenstrahlung absorbiert, typischerweise in mechanische Energie, zum Beispiel durch einen Stirlingmotor, und anschließend in elektrischen Strom umgewandelt wird (siehe Abbildung 2-8). Dishsysteme müssen zweiachsig nachgeführt werden, was bedeutet, dass sie die Sonne den ganzen Tag über genau verfolgen. Dank der Punktfokussierung sind Konzentrationsfaktoren bis 5 000 und Temperaturen größer 2 000 °C möglich [44].





**Abbildung 2-8: Dish-Kollektor [45].**

Aufgrund seines Aufbaus ist die Größe eines Dishsystems auf ca.  $100 \text{ kW}_t$  limitiert, weshalb dieses für große Projekte nicht in Betracht kommt. Es wären hunderte Einheiten nötig, die alle verbunden und geregelt werden müssen. Außerdem müssen alle Rohre und Leitungen flexibel sein, da das ganze System bewegt wird. Dishsysteme sind deshalb vor allem für kleinskalige Anwendungen geeignet.

### **Solartürme**

Bei Turmsystemen wird die Sonnenstrahlung von sogenannten Heliostaten, gesammelt und so reflektiert, dass sie auf eine bestimmte Fläche, den Receiver, gebündelt wird [46]. Heliostaten sind Spiegelflächen von  $1 \text{ m}^2$  bis  $160 \text{ m}^2$ , die individuell ausgerichtet und der Sonne zweiachsig nachgeführt werden können [36]. Ein Heliostatenfeld kann aus bis zu mehreren Tausend Heliostaten bestehen. So können Konzentrationsfaktoren über 1 000 und Temperaturen über  $1\,500 \text{ °C}$  erreicht werden [44]. Die Systemgröße ist variabel und thermische Leistungsinputs in den Receiver von mehreren hundert Megawatt sind möglich. Durch diese Eigenschaften eignen sich Turmsystem sehr gut für die Anforderungen in diesem Projekt, weshalb sich für diese Technologie entschieden wurde [17]. Die Heliostaten müssen mit ausreichend Abstand voneinander aufgestellt werden, sodass sie sich nicht gegenseitig verschatten [36]. Das Heliostatenfeld nimmt einen Großteil der Anlagenfläche ein und ist die teuerste Komponente eines Turmsystems (siehe Abbildung 2-9)[37]. Da die benötigte Anlagenfläche konzentrierender Solartechnik in kommerziellem Maßstab sehr groß ist, werden sie normalerweise in unfruchtbaren, abgelegenen Regionen errichtet.





**Abbildung 2-9: Solarthermisches Kraftwerk Ouarzazate, Marokko [47].**

Der Receiver befindet sich an der Spitze des Solarturms. Hier wird die von den Heliostaten reflektierte Strahlungsleistung in thermische Energie umgewandelt und auf ein Wärmeübertragungsmedium (englisch: Heat Transfer Medium, HTM) übertragen. Bei den meisten Turmanlagen wird sogenanntes „Solar Salt“, eine Mischung aus 60 % (m/m) Natriumnitrat und 40 % (m/m) Kaliumnitrat, im geschmolzenen Zustand als HTM eingesetzt [37]. In diesem Projekt wird außerdem ein neuartiges Receiverkonzept des DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), ein Partikelreceiver, betrachtet.

Ein Receiver mit Solarsalz als HTM ist ein klassischer „externer Receiver“. Das flüssige Salz wird durch Rohre gepumpt, die von außen bestrahlt werden (siehe Abbildung 2-10). Die Leitungen sind hochabsorbierend beschichtet, um die Strahlungsaufnahme zu maximieren. Die Maximaltemperatur wird durch die Zersetzung des Solarsalzes limitiert und beträgt ca. 565 °C. Um Erstarrung des Salzes zu vermeiden, darf die Temperatur nicht unter 290 °C fallen [37].

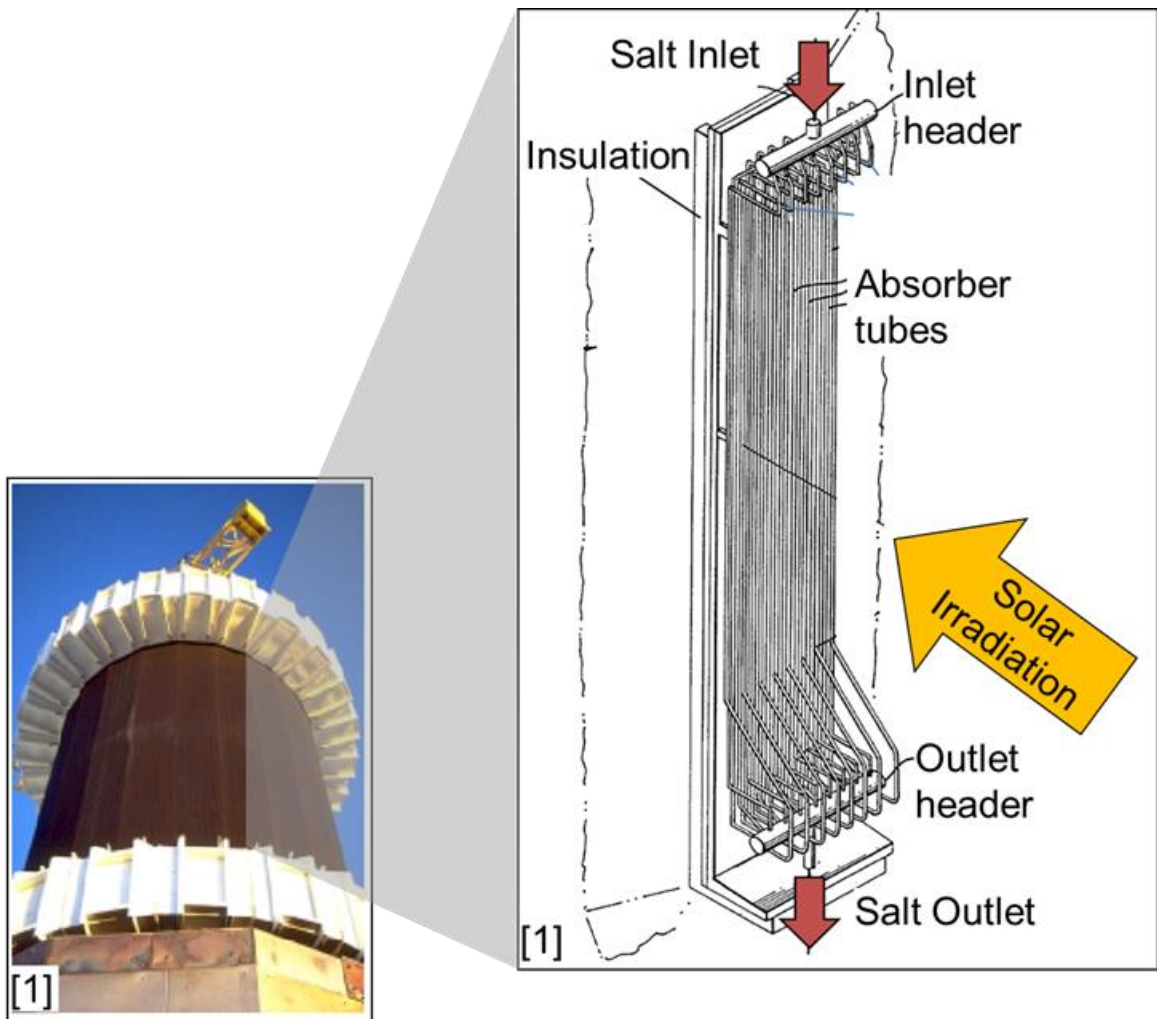


Abbildung 2-10: Foto und schematische Darstellung eines Flüssigsalzreceivers [48].

Der neuartige Partikelreceiver ist dagegen ein sogenannter „Cavity Receiver“. Diese zeichnen sich durch eine Öffnung aus, durch die die Strahlung ins Innere des Receivers gelangt. Dadurch können Wärmeverluste reduziert werden, gleichzeitig verringert sich jedoch auch der Akzeptanzwinkel einfallender Strahlung. Ein einzelner Cavity Receiver erlaubt aus diesem Grund kein Rundumfeld, da er nur aus einer Richtung bestrahlt werden kann [37]. Als HTM werden Bauxitpartikel eingesetzt, wie sie auch bei der Erdölforderung verwendet werden (siehe Abbildung 2-11). Sie haben einen Durchmesser von ca. 1 mm, eine Dichte von  $2\,000\text{ kg/m}^3$  und eine Wärmekapazität von ca.  $1\,200\text{ J/kgK}$  [49].

Die Nutzung von Partikeln als HTM anstelle von Flüssigsalz hat einige Vorteile:

- Die Maximaltemperatur ist mit rund 1 000 °C deutlich höher als die des Flüssigsalzes (565 °C). Dadurch werden effiziente Kraftwerksprozesse und Hochtemperatur-Prozesswärme ermöglicht [50].
- Es gibt keine Einschränkung der Minimaltemperatur durch Erstarrung des HTM und somit eine vereinfachte Prozessführung [37].
- Partikeln sind in Form von Schüttungen einfach speicherbar und bringen aufgrund der hohen Temperaturspreizung niedrige spezifische Speichervolumina und somit -kosten mit sich [37, 50].
- Receiver und Speicher arbeiten drucklos [37].
- Bei Anlagen zur Stromgewinnung potenziell geringe Wärme- bzw. Stromgestehungskosten durch hohe Wirkungsgrade, geringe parasitäre Leistungen (keine Begleitheizung nötig, um Erstarrung zu vermeiden), hohe Lebensdauer und niedrige Kosten [37].

Der Aufbau des Partikelreceivers ist in (Abbildung 2-12) dargestellt. Die Partikel gelangen am oberen Ende des Receivers („particle inlet“, Skizze rechts) in den rotierenden, zylindrischen Receiver. Durch die Zentripetalkraft werden die Partikel an der Receiverwand gehalten, während sie sich durch die Erdanziehungskraft langsam nach unten bewegen. Die Verweilzeit und damit die Temperatur der Partikel kann über den Partikelmassenstrom und die Rotationsgeschwindigkeit des Zylinders eingestellt werden [50].



**Abbildung 2-11: Foto des Partikelreceivers „CentRec“ in Jülich und der verwendeten Bauxitpartikel [51].**

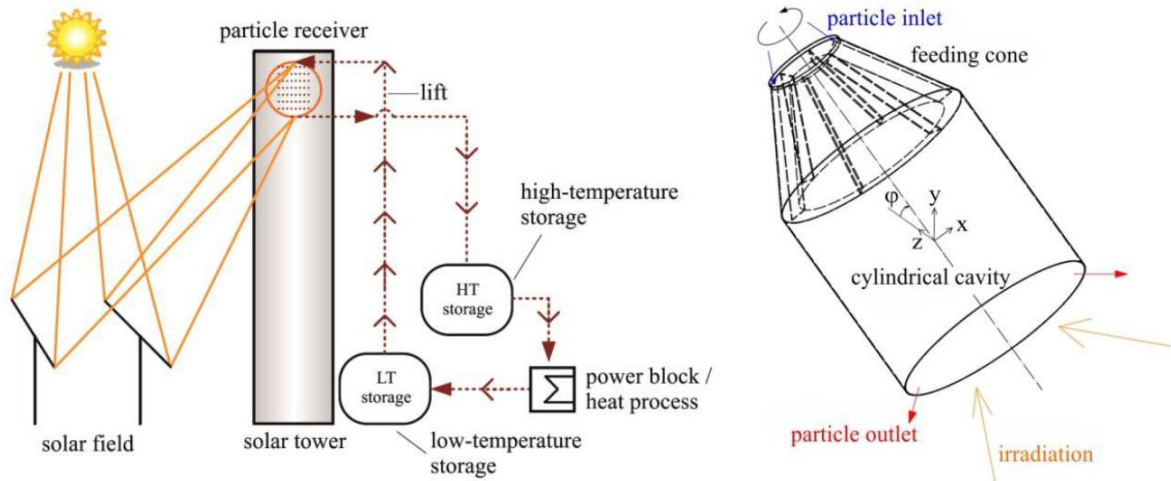


Abbildung 2-12: Aufbau des Partikelreceivers [50].

### 2.2.2 Solarthermische Kraftwerke

Die von der konzentrierenden Solartechnik zur Verfügung gestellte Wärme kann mithilfe eines Kraftwerksprozesses in elektrischen Strom umgewandelt werden. Solarthermische Kraftwerke (englisch: Concentrating Solar Power, CSP) sind nach der PV die am weitesten verbreitete Technologie, um Solarstrahlung zur elektrischen Stromerzeugung zu nutzen. Bei den meisten kommerziellen CSP-Anlagen handelt es sich um einen von Sonnenenergie angetriebenen Dampfturbinenkreislauf. Die CSP ist eine bewährte Technologie, von der in Zukunft eine weitere Steigerung des Strommarktanteils erwartet wird [36]. Weltweit ist eine Leistung von ungefähr 9,3 GWe installiert bzw. geplant (siehe Abbildung 2-13). Der Hauptvorteil der CSP im Vergleich zur PV liegt in der Möglichkeit kostengünstige thermische Energiespeicher (TES) zu integrieren und so die Stromproduktion von der Sonneneinstrahlung zeitlich zu entkoppeln [36].

Der grundlegende Aufbau eines solarthermischen Turmkraftwerks ist in Abbildung 2-14 dargestellt. Die Solarstrahlung wird vom Heliostatenfeld auf den Receiver konzentriert, wodurch sehr hohe Temperaturen und Leistungsdaten erzeugt werden können. Mit dieser Wärme wird Dampf erzeugt, welcher einen an eine Turbine gekoppelten Generator antreibt.



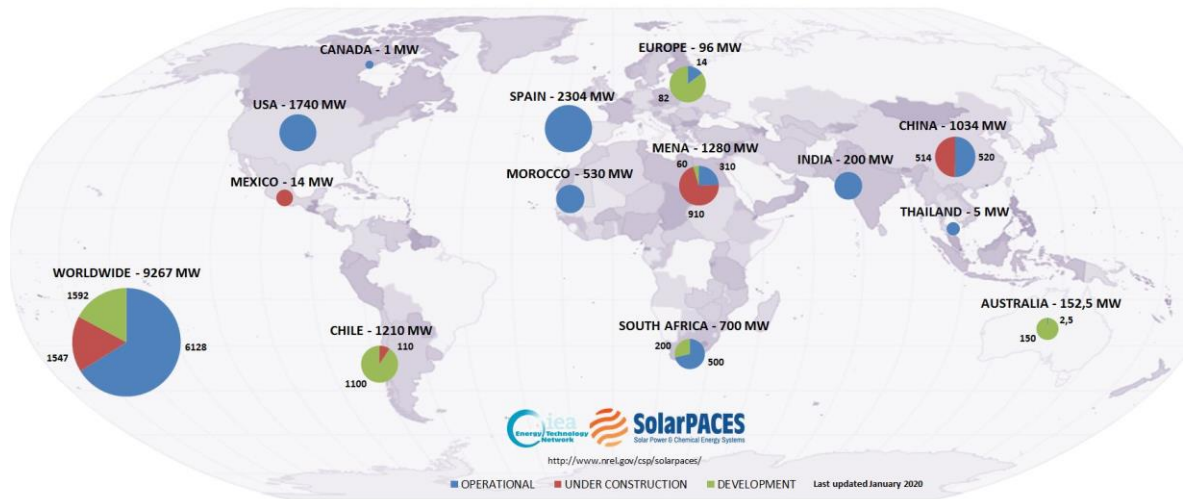


Abbildung 2-13: Weltweit installierte, im Bau befindliche und geplante Leistung solarthermischer Kraftwerke [52].

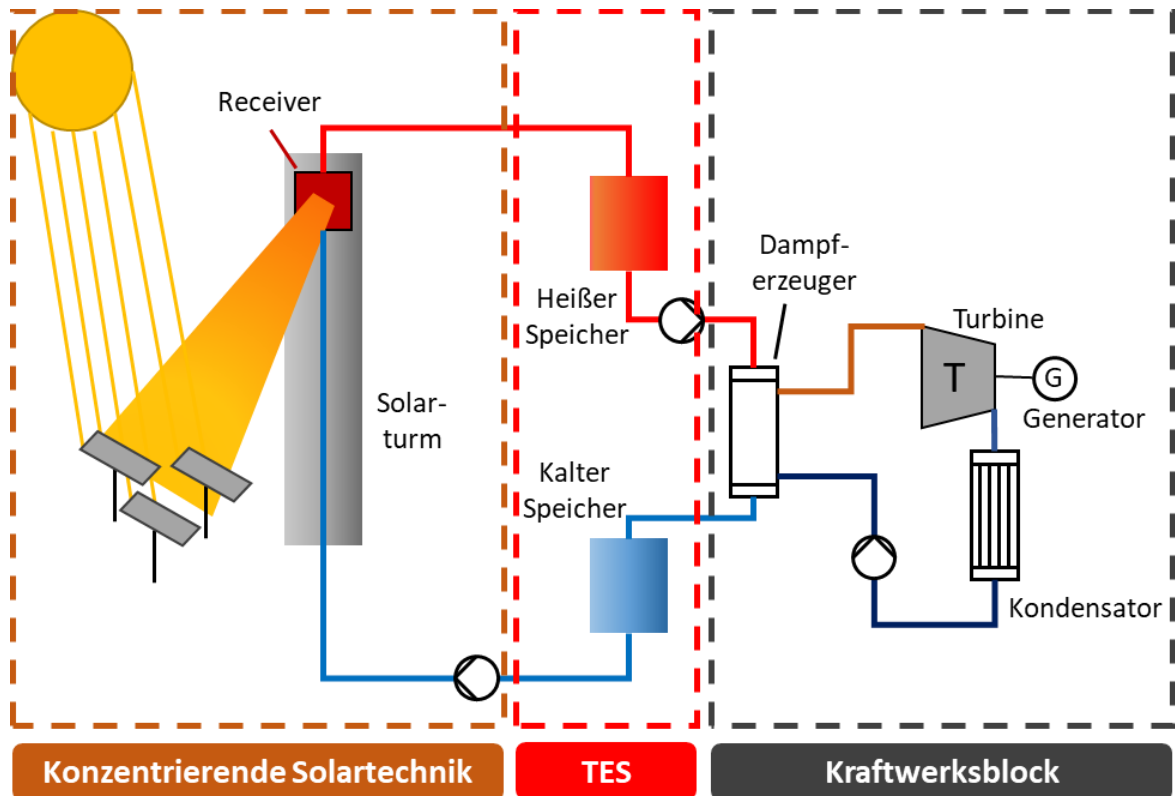


Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Aufbaus eines solarthermischen Kraftwerkes [53].

Der Kraftwerksblock bestehender kommerzieller Anlagen und der in dieser Arbeit untersuchten Systeme besteht aus einem Rankine Cycle. Die Hauptkomponenten sind der Dampferzeuger, die Turbine mit Generator und die Kühleinheit (siehe Abbildung 2-14, rechts). Eine Besonderheit von solarthermischen Kraftwerken ist, dass sie mehrmals jährlich, normalerweise sogar täglich, an- und abgefahren werden müssen, was sich negativ

auf die Lebensdauer der Kraftwerkskomponenten auswirkt. Da konventionelle Dampfturbinen oft Jahre laufen, ohne abgeschaltet zu werden, sind entsprechende Anpassungen notwendig [54]. Der Frischdampf wird meist mit Temperaturen von ungefähr 540 °C und Drücken um 100 bar<sub>a</sub> in die Turbine geleitet [49, 52]. Die bestehenden CSP-Systeme liegen in der Regel in einem Leistungsbereich von 50 – 150 MW<sub>e</sub> und sind damit im Vergleich zu anderen Kraftwerken mittelgroß [52]. Die CO<sub>2</sub>-Bilanz für den Bau der CSP-Anlagen liegt mit 14 gCO<sub>2</sub>/kWh im gleichen Bereich wie bei Wind- und Wasserkraftwerken [55].

### **Solar Multiple**

Das Solar Multiple (SM) ist ein Maß, mit dem die Überdimensionierung von Heliostatenfeld und Receiver gegenüber dem Kraftwerksblock ausgedrückt wird. Es beschreibt das Verhältnis von tatsächlicher Solarfeldgröße zu theoretisch nötiger Solarfeldgröße im Auslegungspunkt. Liefert der Receiver im Auslegungspunkt genau die Leistung, die der Kraftwerksblock im Auslegungspunkt benötigt, beträgt das SM = 1. Wenn über den Kraftwerksblockbetrieb hinaus noch thermische Energie gespeichert werden soll, ist ein SM > 1 notwendig. Anlagen mit großen Speichern können SM bis drei oder sogar fünf aufweisen [36]. Das Solar Multiple, bzw. die Größe des Solarfelds, ist ein Optimierungsparameter in der Anlagenauslegung.

### **Thermischer Energiespeicher**

Die meisten regenerativen Energielieferanten, wie PV oder Windkraftanlagen können nur dann Strom produzieren, wenn die jeweiligen fluktuierenden Quellen Energie liefern. Durch die Integration thermischer Energiespeicher in CSP-Anlagen bieten diese die Möglichkeit die Stromproduktion zeitlich von der Strahlungsaufnahme zu entkoppeln. Das bringt den Vorteil mit sich, Strom dann produzieren zu können, wenn er auch benötigt wird. Der Bedarf an elektrischem Strom durch private Haushalte steigt vor allem in den Abendstunden, also wenn die PV keinen oder nur wenig Strom liefert, stark an. Man kann dies gut an der sogenannten „Duck Curve“ in Abbildung 2-15 erkennen. Hier wird die Differenz zwischen Strombedarf und solar erzeugtem Strom über den Tagesverlauf am 31. März in Kalifornien dargestellt. Es wird ersichtlich, dass vor allem in den Abendstunden ein Defizit auszugleichen ist. Zu diesen Zeiten kann die CSP dank ihrer thermischen Speicher den Bedarf decken [37]. Die Speichergröße wird oft in Volllastbetriebsstunden angegeben und ist eine weitere Optimierungsgröße [36].

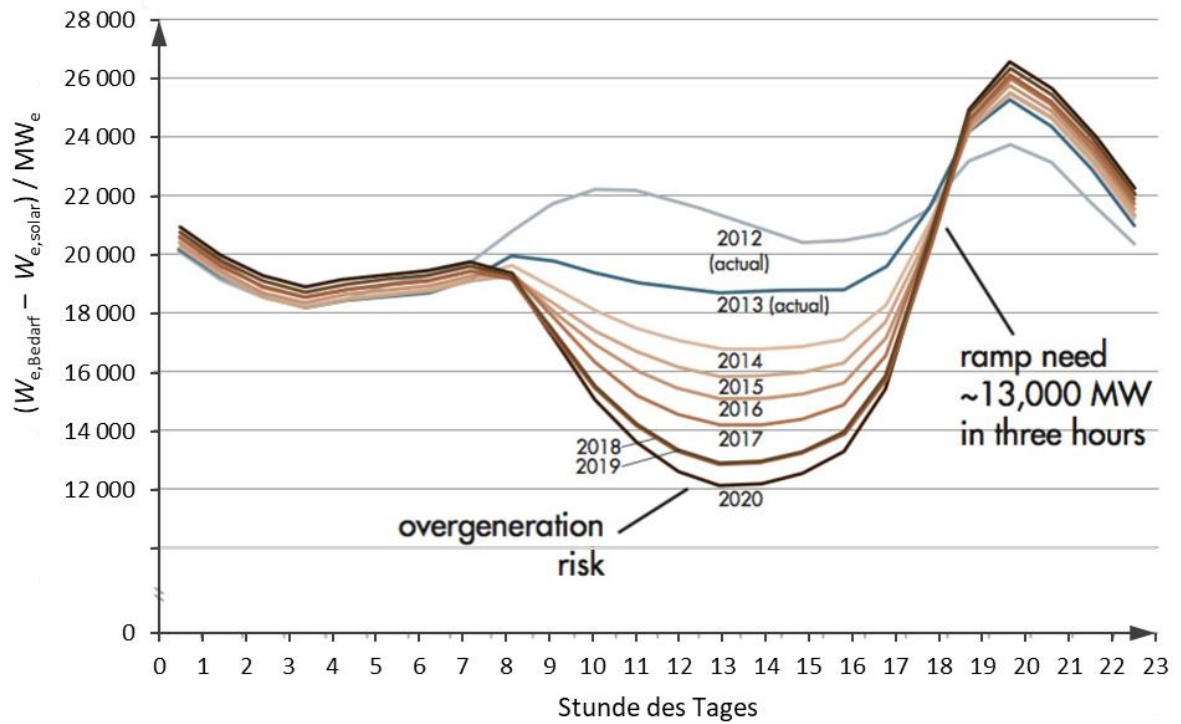
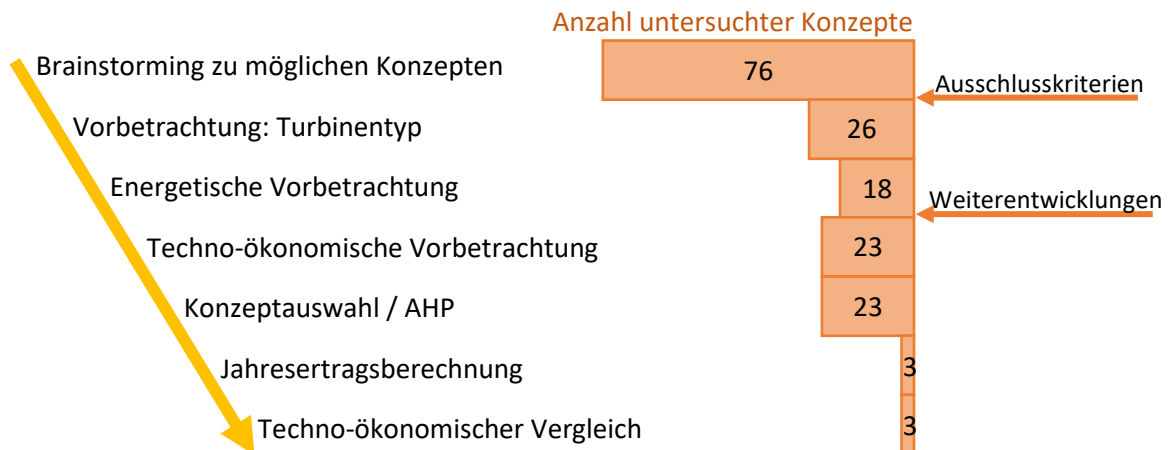


Abbildung 2-15: Elektrischer Leistungsbedarf – solar bereitgestellte elektrische Leistung am 31. März 2012 und 2013 mit Ausblick bis 2020 in Kalifornien (Duck Curve) [56].

### 3 Methodik

Das übergeordnete Ziel der Arbeit ist, ein Konzept zu finden mit dem Wasserstoff mithilfe regenerativer Energieträger möglichst günstig produziert werden kann. Das chronologische Vorgehen zur Bearbeitung dieses Auftrags ist in Abbildung 3-1 dargestellt.



**Abbildung 3-1: Chronologisches Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung verschiedener regenerativer Wasserstoffproduktionskonzepte.**

Zunächst werden in einem Brainstorming denkbare Konzepte zur Realisierung des Projekts gesammelt. Nachdem diese in Form von Skizzen bildlich festgehalten wurden, wird die Anzahl untersuchter Konzepte in einem mehrstufigen Auswahlprozess reduziert. Zu diesem Zweck wird zunächst in einer thermodynamischen Rechnung abgeschätzt, ob die Verwendung einer Entnahmedampf-, einer Gegendruckturbine oder eines separaten Wärmeübertragers zur Erzeugung des benötigten Prozessdampfes geeigneter ist. Es folgt eine energetische Vorbetrachtung auf Basis der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten. Diese wird im nächsten Schritt durch Abschätzung der Investitionskosten auf eine techno-ökonomische Vorbetrachtung ausgeweitet. Sie bildet die Grundlage der Konzeptausswahl für die Jahresertragsberechnung, welche den abschließenden techno-ökonomischen Vergleich ermöglicht.

Wie in der Einleitung beschrieben, wird die Wasserstoffproduktionsanlage in zwei Größenordnungen untersucht. Das langfristige Ziel ist, eine möglichst wirtschaftliche Anlage mit einer Leistung von ca. 100 MW<sub>e</sub> aufzubauen. Aus diesem Grund liegt das Hauptaugenmerk für die techno-ökonomische Bewertung auf den Anlagen dieses Maßstabs. Bevor ei-



nes der Konzepte realisiert wird, soll zunächst deren Machbarkeit an einer Demonstrationsanlage der Größenordnung  $1 \text{ MW}_e$  gezeigt werden. Die Jahresertragsberechnung wird auch zusätzlich für diese Demonstrationsanlage durchgeführt.

### 3.1 Definition möglicher Prozesskonzepte

Im ersten Schritt werden in einem Gruppenbrainstorming mögliche Prozesskonzepte zur Realisierung der Hochtemperaturelektrolyseanlage definiert. Die verschiedenen Ideen zur Verschaltung der Technologien werden gesammelt und ohne weitere Bewertung schriftlich festgehalten. Es handelt sich um Kombinationen von konzentrierender Solartechnik, PV und Windkraftanlagen mit Hochtemperaturelektrolyseuren. Innerhalb der konzentrierenden Solartechnik wird zwischen Flüssigsalz-, Partikel-, und Direktverdampfungssystemen unterschieden. Hinsichtlich der PV werden monofaziale, einachsige nachgeführte PV-Module verwendet, welche dem aktuellen Standard entsprechen [57]. Sämtliche definierte Konzepte sind in Tabelle 3-2 aufgelistet. Beispielhaft ist in Abbildung 3-2 das Konzept „CP4“ skizziert. Windkraftanlagen und PV-Module sollen den Elektrolyseur mit dem nötigen elektrischen Strom versorgen. Der Receiver an der Spitze des Solarturms sammelt die von den Heliostaten reflektierte Sonnenstrahlung und wandelt sie in thermische Energie um. Sie wird auf das HTM übertragen und in einem Tank gespeichert. Mithilfe der thermischen Energie kann in je einem Dampferzeuger der Prozessdampf für den Elektrolyseur bzw. Frischdampf für einen Turbinenkreislauf erzeugt werden. Wenn Windkraftanlagen und PV nicht ausreichend Strom bereitstellen, kann der Kraftwerksblock diesen liefern. So sollte dieses Anlagenkonzept dazu in der Lage sein, rund um die Uhr Wasserstoff zu produzieren. Etwaige Stromproduktionsspitzen können in das Stromnetz eingespeist werden [58].

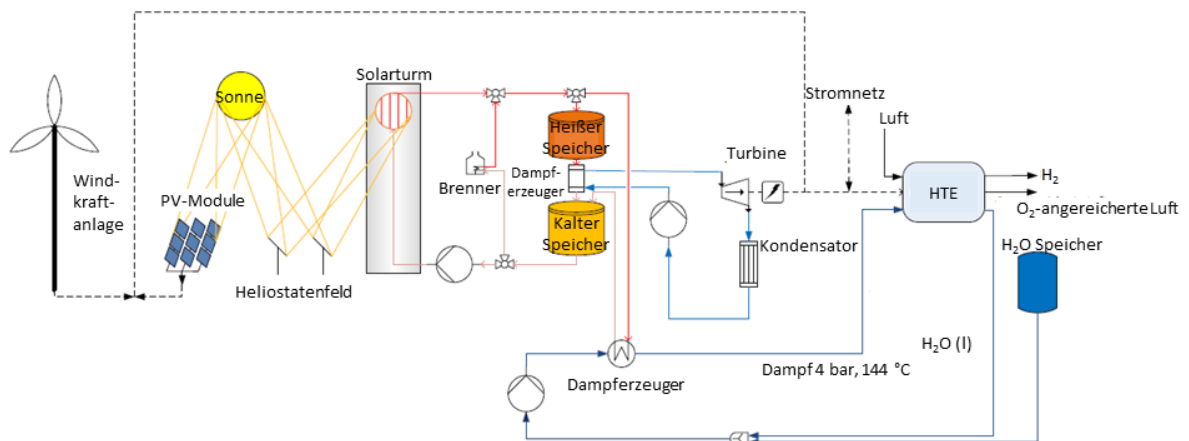
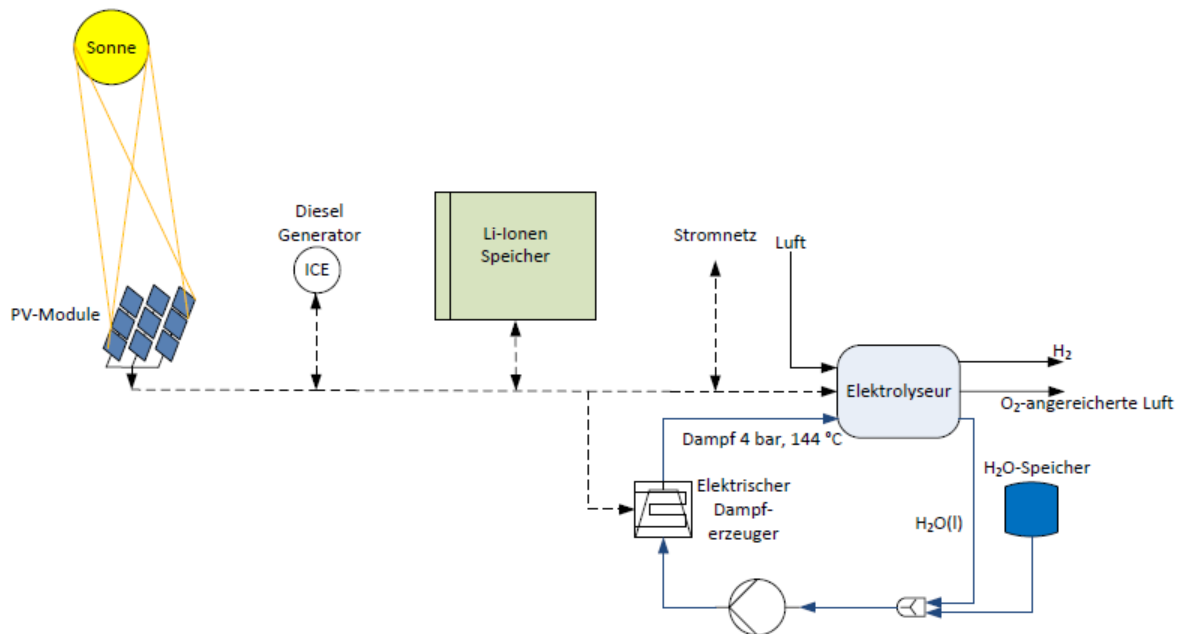


Abbildung 3-2: Skizze des Konzeptes CP4.

Abbildung 3-3 zeigt mit der Skizze zum Konzept „P2.1“ ein weiteres Beispiel. Dieses Konzept sieht die Kombination der Photovoltaik mit der Hochtemperaturelektrolyse vor. Die Prozessdampfbereitstellung wird über einen elektrisch betriebenen Dampferzeuger gewährleistet. Mithilfe eines Lithiumionenspeichers kann auch bei Nacht oder in sonnenarmen Stunden Wasserstoff produziert werden. Der Dieselgenerator hat lediglich eine Backupfunktion.



**Abbildung 3-3: Skizze des Konzepts P2.1.**

Nach einem Gespräch mit dem chilenischen Projektpartner Capricornio werden die Windkraftanlagen aus allen Konzepten eliminiert. Die Erfahrung habe gezeigt, dass mit PV im Norden Chiles, wo die Anlage errichtet werden soll, günstigere Stromgestehungskosten erzielt werden können als mit Windparks [58]. Eine weitere Einschränkung ergibt sich nach Abstimmung mit dem Elektrolyseurhersteller Sunfire: Die eingehende elektrische Leistung darf nicht beliebig schwanken, sondern muss vordefinierte An- und Abfahrtrampen erfüllen [59]. Das transiente Verhalten ist beispielhaft in Abbildung 3-4 skizziert. Aus diesem Grund wird für die PV-Anlagen ein Lithiumionenspeicher als Puffer vorgesehen, welcher bei Wolkendurchgängen die rapide abfallende Leistung glätten kann. Außerdem sollte häufiges Abschalten der Elektrolyseure vermieden werden, denn erstens dauert das Wiederaufstarten aus dem Stillstand mit ca. 24 Stunden sehr lange und zweitens wird deren Lebensdauer davon negativ beeinflusst [59]. Die Konzepte müssen deshalb den Standbybetrieb der Elektrolyseure ermöglichen, wenn die Stromzufuhr nicht für die Wasserstoffproduktion ausreicht. Dabei werden diese mithilfe einer elektrischen Heizung auf hoher

Temperatur gehalten und können so schnell wieder in Betrieb genommen werden [59]. Die Betrachtung der 1 MW<sub>e</sub> Demonstrationsanlage offenbart ein weiteres Ausschlusskriterium. Systeme, welche Flusssalz als Wärmeübertragungsmedium nutzen, dürfen nicht unterhalb der Erstarrungstemperatur des Salzes abkühlen, da sonst Rohrleitungen und Armaturen blockiert würden. Um dies zu verhindern, werden zum Beispiel Drainagevorrichtungen und elektrische Heizungen benötigt. Bei Anlagen in kleinem Maßstab fällt dieser zusätzliche Aufwand besonders ins Gewicht. Diese Komplexität tritt bei Partikel- und Direktverdampfungssystemen nicht auf, was diese für die Demonstrationsanlage attraktiver macht [60]. Nach Berücksichtigung aller Ausschlusskriterien können einige Konzepte bereits verworfen und nicht weiter betrachtet werden (in Tabelle 3-2 rot markiert). Für die detaillierte techno-ökonomische Bewertung ist jedoch eine weitere Reduktion der Prozesskonzepte notwendig, um den Aufwand in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Aus diesem Grund werden in den folgenden Kapiteln einige Vorbetrachtungen durchgeführt, die bei der Konzeptauswahl für die detaillierte Modellierung helfen sollen.

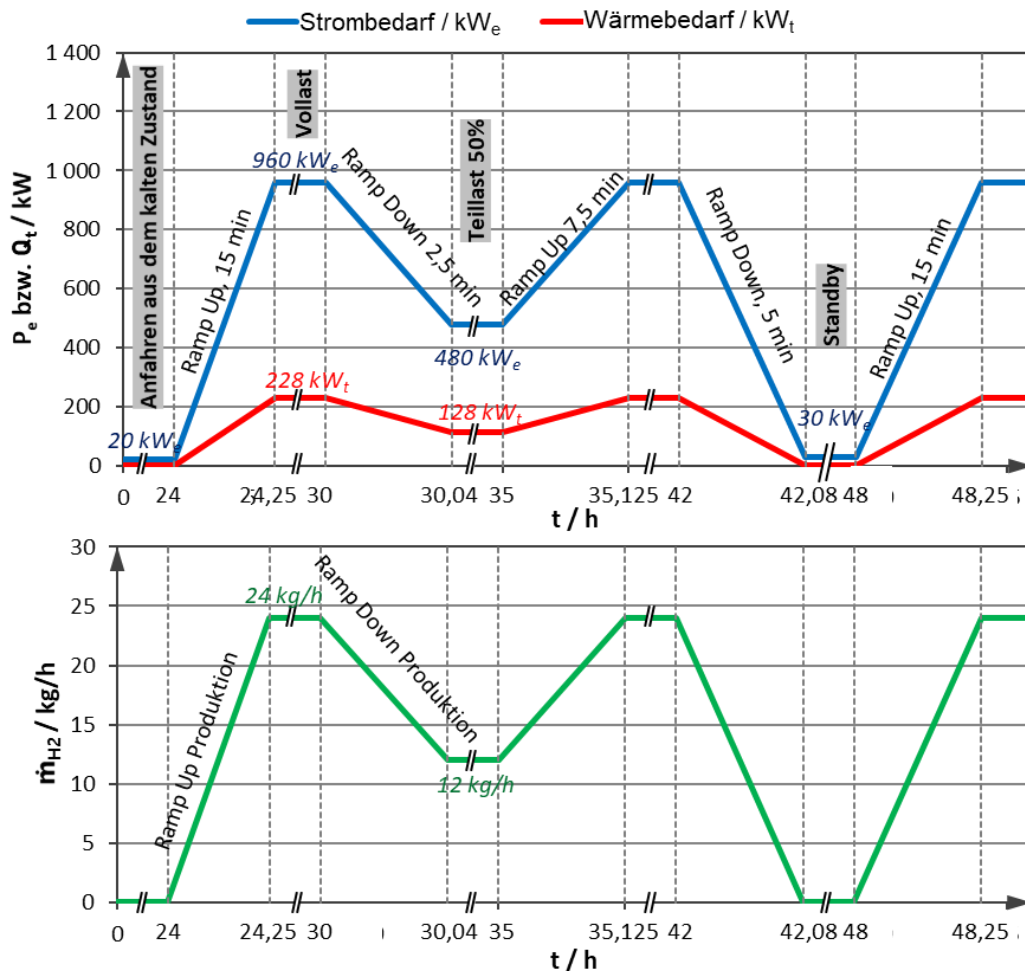


Abbildung 3-4: Leistungsbedarf und Wasserstoffproduktion während den Rampen von und zu Teillast [59].

Für die beiden untersuchten Anlagenmaßstäbe werden die in Tabelle 3-1 aufgeführten Bedingungen festgelegt. Der für den Standbybetrieb benötigte Strom wird aus dem örtlichen Stromnetz entnommen.

**Tabelle 3-1: Spezifikationen der Elektrolyseeinheit [59].**

	Demonstrations-anlage	Kommerzielles System
Anzahl Elektrolyseure	1	111
Strombedarf / kW <sub>e</sub>	960	106 560
Wärmebedarf zur Prozessdampferzeugung / kW <sub>t</sub>	228	25 308
Wasserbedarf je Elektrolyseur / kg h <sup>-1</sup>	307	34 077
Wasserstoffproduktionskapazität / kg h <sup>-1</sup>	24	2 664
Strombedarf im Standby / kW <sub>e</sub>	30	3 330

Der Standort wurde vom chilenischen Partner Capricornio festgelegt. Er befindet sich im Norden Chiles in der Antofagasta Region. Hier herrschen zum einen mit einer jährlichen Direktnormaleinstrahlung von 3 480 kWh/m<sup>2</sup> für CSP-Anlagen mit die besten Strahlungsbedingungen der Welt [61]. Zum anderen sind dort auch einige der größten Minen des Landes angesiedelt, die einen potenziellen Abnehmer für vor Ort produzierten Wasserstoff darstellen. Für die Ertragsberechnungen liegen gemessene Wetterdaten vom 13.07.2012 bis zum 12.07.2013 vor.

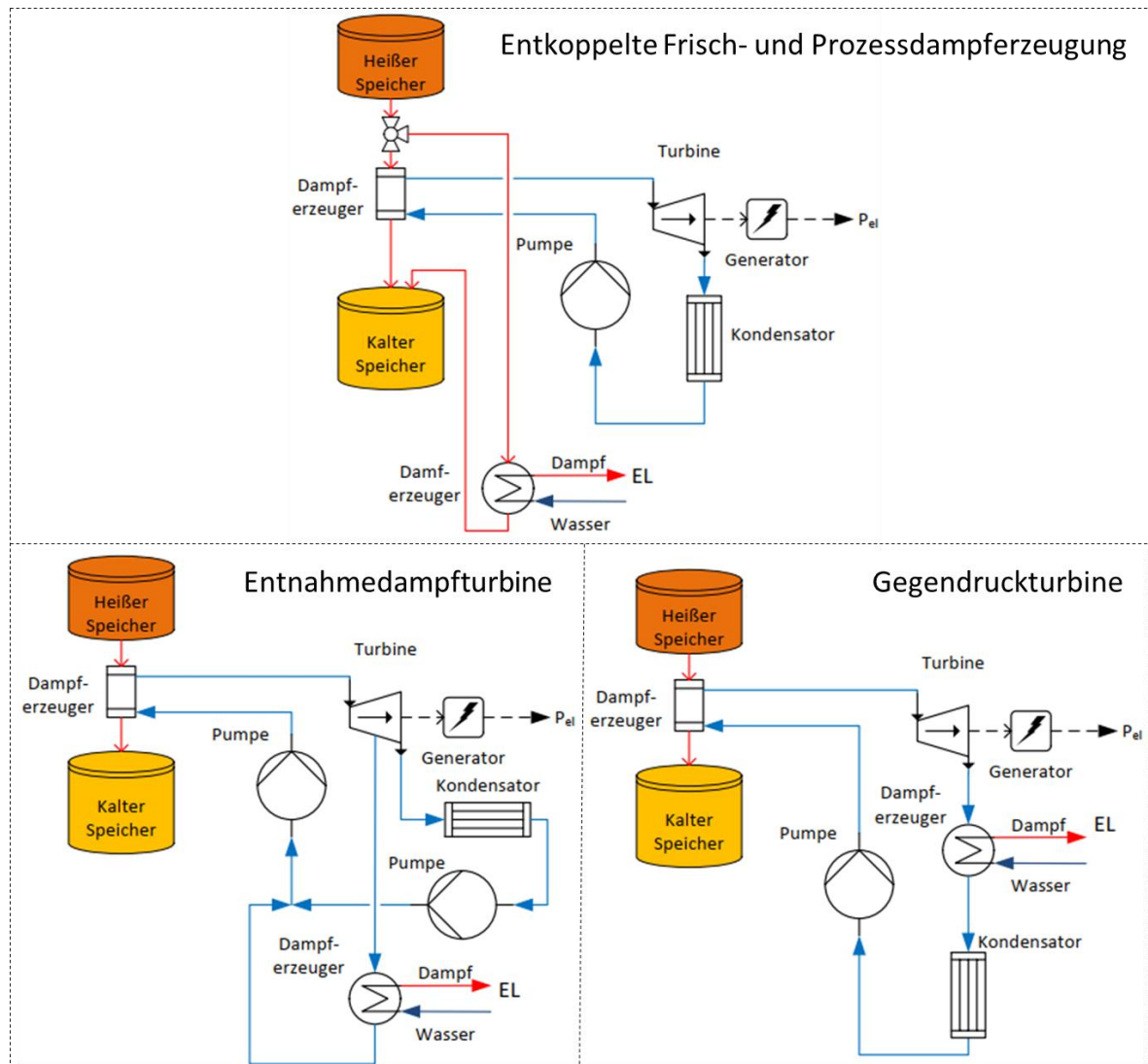
Tabelle 3-2: Übersicht über die definierten Konzepte und die dafür eingeplanten Komponenten. Rot markierte Konzepte wurden wegen Verstoß gegen ein oder mehrere Ausschlusskriterien eliminiert.

	rein CSP							CSP-PV-Wind-Kombi														PV-Wind-Batterie-Kombi													
Komponente	CSP-Partikel	C2	C3	C4	C5	C6	C7	CP1	CP2	CP3	CP4	PV+CSP-Partikel	CP6	CP7	CP8	CP9	CP10	CP11	CP12	PV+CST-Partikel	CP14	P1	P2	P2.1	P3	P4	P4.1	P5.1	P5.2	P6	P6.P	P7	P7.P		
CSP/ konventionell																																			
Solarfeld Partikel	x	x						x	x	x	x	x	x								x														
Solarfeld Flüssigsalz			x	x										x	x	x	x	x	x																
Solarfeld Direktverdampfung					x	x	x														x														
therm. Speicher Partikel	x	x						x	x	x	x	x	x							x						x	x	x			x		x		
therm. Speicher Flüssigsalz			x	x										x	x	x	x	x	x											x		x			
Sattdampfspeicher					x	x	x														x								x						
Frischdampferzeuger	x	x	x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x																
Prozessdampferzeuger								x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					x	x	x	x	x						
Dampfturbine	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x											x	x	x	x		
Fossile Zufeuerung		x		x		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x																
el. Heizer																									x	x	x	x		x	x	x	x		
el. Prozessdampferzeuger																							x	x	x				x						
PV, Wind, Batterie																																			
kristallin einachs. nachge- führt								x	x		x	x		x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x			
Windkraftanlage								x		x	x		x	x		x	x		x				x	x		x	x			x		x			
Li-Ion Speicher							x				x	x	x				x	x	x	x	x		x	x	x		x	x		x			x		
Backup																																			
Dieselmotor / Gasturbine																									x	x			x	x			x	x	

### 3.2 Thermodynamische Vorbetrachtung des Turbinentyps

Beim Brainstorming über mögliche Prozesskonzepte kamen drei verschiedene Ideen auf, wie man die Wärmebereitstellung zur Prozessdampferzeugung realisieren könnte. In diesem Kapitel wird abgeschätzt, welche davon besonders effizient sind. Die in Abbildung 3-5 oben gezeigte Variante sieht eine entkoppelte Frischdampfbereitstellung für den Turbinenkreislauf und Prozessdampfbereitstellung für die Elektrolyse vor. Der Frischdampferzeuger und der Prozessdampferzeuger werden jeweils von heißen Partikeln aus dem Speicher gespeist. Die übrigen zwei Ideen berücksichtigen zwei verschiedene Turbinentypen: die Gegendruckturbine und die Entnahmedampfturbine. Der zugrundeliegende Gedanke ist, mit dem Dampf des Turbinenkreislaufs über einen Wärmetauscher den Prozessdampf für den Elektrolyseur bereitzustellen. Die zwei Turbinentypen und die sich daraus ergebende Verschaltung sind in Abbildung 3-5 (unten) skizziert.

Bei der Gegendruckturbine handelt es sich um eine gewöhnliche Turbine bei welcher im Gegensatz zum Regelfall nicht auf den minimal möglichen Kondensationsdruck entspannt wird, sondern nur gerade so weit, dass die Wärme des entspannten Dampfes dafür ausreicht, in dem nachgeschalteten Wärmeübertrager den Prozessdampf zu erzeugen. Bei der Entnahmedampfturbine hingegen findet die Entspannung auf den niedrigsten möglichen Druck statt. Der Turbine wird ein Teil des Dampfes auf einem bestimmten Druckniveau entnommen, um diesen in einem Wärmetauscher für die Prozessdampferzeugung zu nutzen.



**Abbildung 3-5: Skizze der entkoppelten Verschaltung (oben), einer Entnahmedampfturbine (unten links) und einer Gegendruckturbine (unten rechts).**

Es wird zunächst eine thermodynamische Berechnung durchgeführt, um abzuschätzen, ob einer der beiden Turbinentypen deutlich ineffizienter ist und damit ausgeschlossen werden kann. Die Randbedingungen und Annahmen ergeben sich aus der Betrachtung der Demonstrationsanlage und können Tabelle 0-1 im Anhang entnommen werden. Anhand der Ergebnisse in Tabelle 3-3 wird ersichtlich, dass mit der Gegendruckturbine ein deutlich höherer Dampfmassenstrom nötig ist, um die vorgegebene elektrische Leistung von 960 kW<sub>e</sub> zu liefern. Die Ursache hierfür liegt darin, dass bei der Entnahmedampfturbine lediglich 5,7 % des Massenstroms abgezapft werden, während der Großteil in der Turbine auf 0,18 bar<sub>a</sub> entspannt wird und für die Stromerzeugung genutzt werden kann. Bei der Gegendruckturbine dagegen kann der gesamte Massenstrom lediglich bis 1,6 bar<sub>a</sub> entspannt werden, da sonst die Temperatur zu gering wäre, um den Prozessdampf bereitzustellen. Der daraus resultierende größere Massenstrom führt dazu, dass in Dampferzeuger

und Kondensator mehr Wärme zu- bzw. abgeführt werden muss und sich somit der Wirkungsgrad im Vergleich zur Entnahmedampfturbine verringert. Aus diesem Grund werden alle Varianten, die eine Turbine vorsehen mit Entnahmedampfturbine sowie mit entkoppelter Prozessdampfbereitstellung betrachtet. Die Gegendruckturbine hingegen wird ausgeschlossen und nicht weiter berücksichtigt.

**Tabelle 3-3: Vergleich der Effizienz von Gegendruck- und Entnahmedampfturbine.**

	Gegendruckturbine	Entnahmedampfturbine
$P_{\text{Elektrolyse}} / \text{kW}_e$	<b>960</b>	
$\dot{Q}_{\text{Prozesswärme}} / \text{kW}_t$	<b>228</b>	
$\dot{m}_{\text{Dampf}} / \text{kg s}^{-1}$	<b>2,06</b>	<b>1,44</b>
$x_{\text{Extrakt}} / \%$		5,7
$p_{\text{Extrakt}} / \text{bar}_a$		4,76
$T_{\text{Extrakt}} / ^\circ\text{C}$		270
$p_{\text{Aus}} / \text{bar}_a$	1,6	0,125
$p_{\text{Kondensator}} / \text{bar}_a$	1,6	0,18
$\dot{Q}_{\text{Kondensator}} / \text{kW}_t$	4 733	3 270
$\dot{Q}_{\text{Frischdampfherzeuger}} / \text{kW}_t$	5 959	4 545
$P_{\text{Pumpe}} / \text{kW}_e$	6	4
$\eta_e^* / \%$	<b>16,1</b>	<b>21,1</b>
$\eta_{\text{CHP}}^{**} / \%$	<b>19,9</b>	<b>26,1</b>

\*: Definition des elektrischen Wirkungsgrads:  $\eta_{el} = \frac{P_{\text{Elektrolyse}}}{\dot{Q}_{\text{Frischdampfherzeuger}}}$

\*\*: Definition des kombinierten Wirkungsgrades für Strom- und Wärmebereitstellung:

$$\eta_{\text{CHP}} = \frac{P_{\text{Elektrolyse}} + \dot{Q}_{\text{Prozesswärme}}}{\dot{Q}_{\text{Frischdampfherzeuger}}}$$



### 3.3 Energetische Vorbetrachtung

Bei der energetischen Vorbetrachtung soll die Gesamteffizienz der verschiedenen Konzepte abgeschätzt werden, um zu beurteilen, ob es hier bereits besonders vielversprechende oder ungünstige Varianten gibt. Dazu wird jeweils die kommerzielle Anlage im Auslegungspunkt betrachtet. Als Basis für die Berechnungen dient eine bestehende Auslegung für ein 125 MW<sub>e</sub> CSP-Kraftwerk. Mit dieser Leistung können 130 der zur Verfügung stehenden Elektrolyseure der Firma Sunfire mit je 960 kW<sub>e</sub> in Volllast betrieben werden.

Mithilfe der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten (siehe Tabelle 0-2, Anhang) im Auslegungspunkt wird ausgehend von den Elektrolyseuren rückwärts berechnet, welche Sonneneinstrahlung notwendig ist bzw. wie effizient die gesamte Anlage ist. Für die energetische Vorbetrachtung wird für alle Konzepte ein durchgängiger Volllastbetrieb und eine Tages- und Nachtdauer von zwölf Stunden angenommen. Während des Tagbetriebs wird durchgängig von Auslegungspunktwirkungsgraden ausgegangen. Die Anlagen müssen demnach tagsüber die für die Nacht benötigte Energie inklusive Speicherverluste einspeichern und parallel den gewöhnlichen Elektrolyseurbetrieb ermöglichen. Als Speichereinheiten dienen je nach Konzept sowohl Lithiumionenspeicher als auch TES.

Die Ergebnisse der energetischen Vorbetrachtung sind in Tabelle 3-4 dargestellt, während die zugehörigen Skizzen Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 zu entnehmen sind. Alle vorkommenden Turbinen sind als gewöhnliche Turbinen eingezeichnet, werden jedoch auch als Variante mit Anzapfturbine untersucht. Die Konzepte C1 und C5 unterscheiden sich lediglich im Wärmeübertragungsmedium und weiteren kleinen Details, weshalb sie gemeinsam in einer Skizze festgehalten sind. Die zum Grundsystem hinzukommenden Backup-Einheiten der Konzepte C2, C6 und P7.P sind durch eine grüne Markierung gekennzeichnet.

Den Berechnungen zufolge wird für den Betrieb der reinen CSP-Konzepte die geringste einfallende Solarstrahlung benötigt, was gleichzeitig bedeutet, dass diese Anlagen am effizientesten sind. Mit besonders geringem Gesamtwirkungsgrad fallen die Konzepte P6.P und P7.P auf. Hier wird für den nächtlichen Betrieb ein Dampfturbinenkreislauf inklusive TES vorgesehen. Die benötigte Wärme wird bei Sonnenschein durch einen PV-betriebenen elektrischen Heizer erzeugt. Durch den zusätzlichen Prozess sinkt die Gesamteffizienz der Anlage deutlich. Hauptkriterium für die Bewertung der verschiedenen Konzepte ist jedoch nicht die Anlageneffizienz, sondern der Wasserstoffproduktionspreis in EUR/kg [58]. Um

diesen abzuschätzen, folgt eine techno-ökonomische Vorbetrachtung aller Varianten. Die Konzepte C5 und C6 werden aufgrund der schlechten Langzeitspeicherfähigkeit von Dampf verworfen [37].

Tabelle 3-4: Ergebnisse der energetischen Vorbetrachtung. KB: Kraftwerksblock, WÜ: Wärmeübertrager.

Konzept	Turbine	$P_{el, EL}$ / $MW_e$	$\dot{Q}_{t, EL}$ / $MW_t$	$\eta_{KB}$	$\eta_{WÜ}$	$\dot{Q}_{DE}$ / $MW_t$	$\eta_{TES}$	$\eta_{Bat}$	$\dot{Q}_{Rec}$ / $MW_t$	$\eta_{Rec}$	$P_{Rec, in}$ / $MW$	$\eta_{SF}$	$P_{SF, in}$ / $MW$	$\eta_{PV}$	$P_{PV, in}$ / $MW$	$\eta_{Ges}$
C1/2, C5/6	Entnahmedampft.	125	30	41 %	100 %	304	100 %		608	90 %	676	74 %	919			13,6%
C1/2	gewöhnlich			43 %		290			640		711		967			12,9%
C7	Entnahmedampft.			41 %				90 %	701		779		1060			11,8%
CP5	Entnahmedampft.	125	30	41 %	100 %	304	100 %		334	90 %	371	74 %	504	19 %	657	10,7%
CP5	gewöhnlich			43 %		290			350		388		528		657	10,5%
CP13.1								90 %	59		66		90		1387	8,5%
CP14									59		66		90		1387	8,5%
P2.1		125	30		99 %*		100 %	90 %	30					19 %	1719	7,3%
P5.1					99 %**				60						1702	7,3%
P5.2					99 %*				60						1702	7,3%
P6.P / P7.P	Entnahmedampft.			41 %	100 %	304			334						2413	5,2%
P6.P / P7.P	gewöhnlich			43 %		290			350						2496	5,0%

\*: elektrischer Dampferzeuger, \*\*: elektrischer Partikelheizer

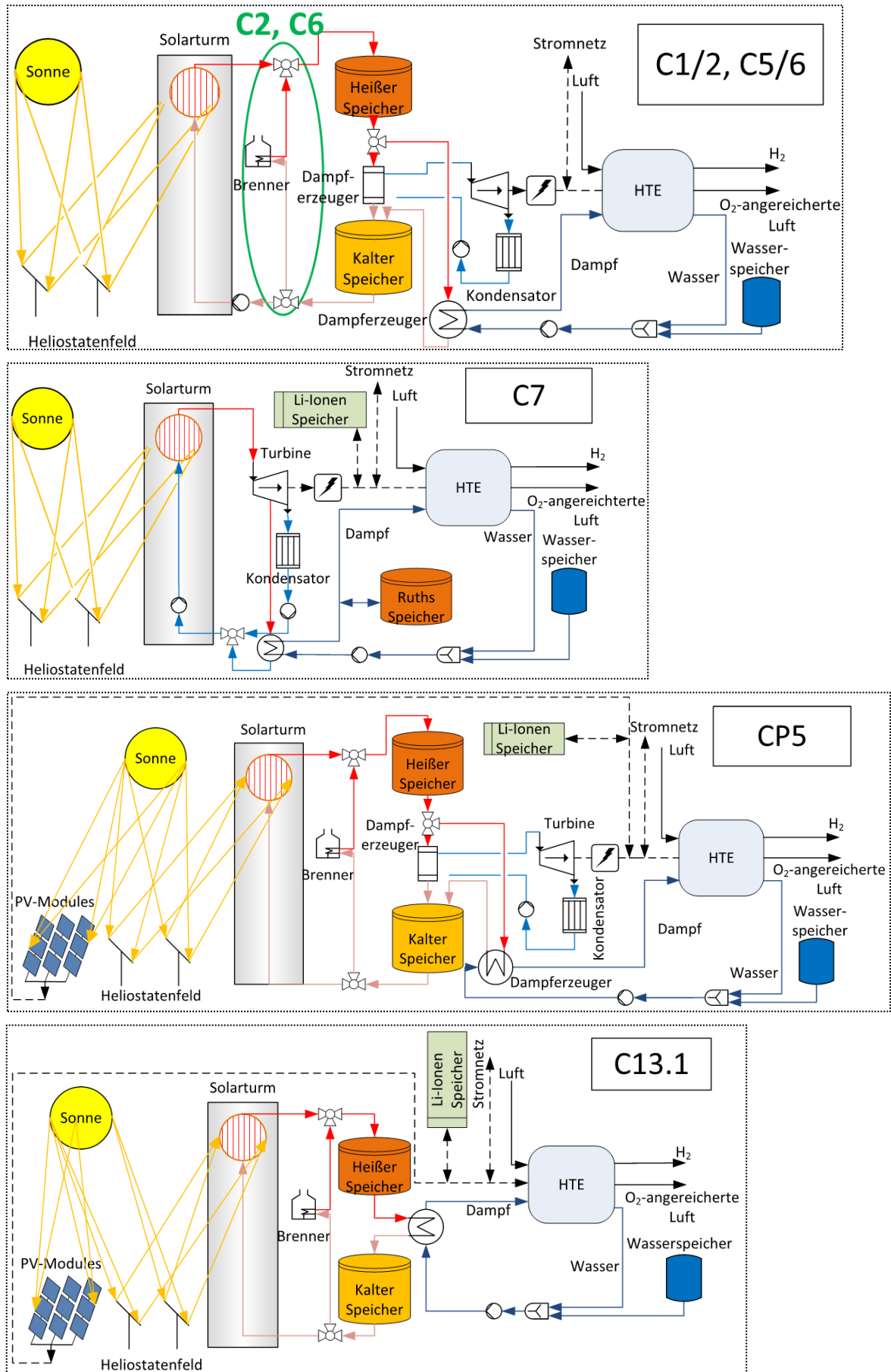


Abbildung 3-6: Skizzen der Konzepte der energetischen Vorbetrachtung.

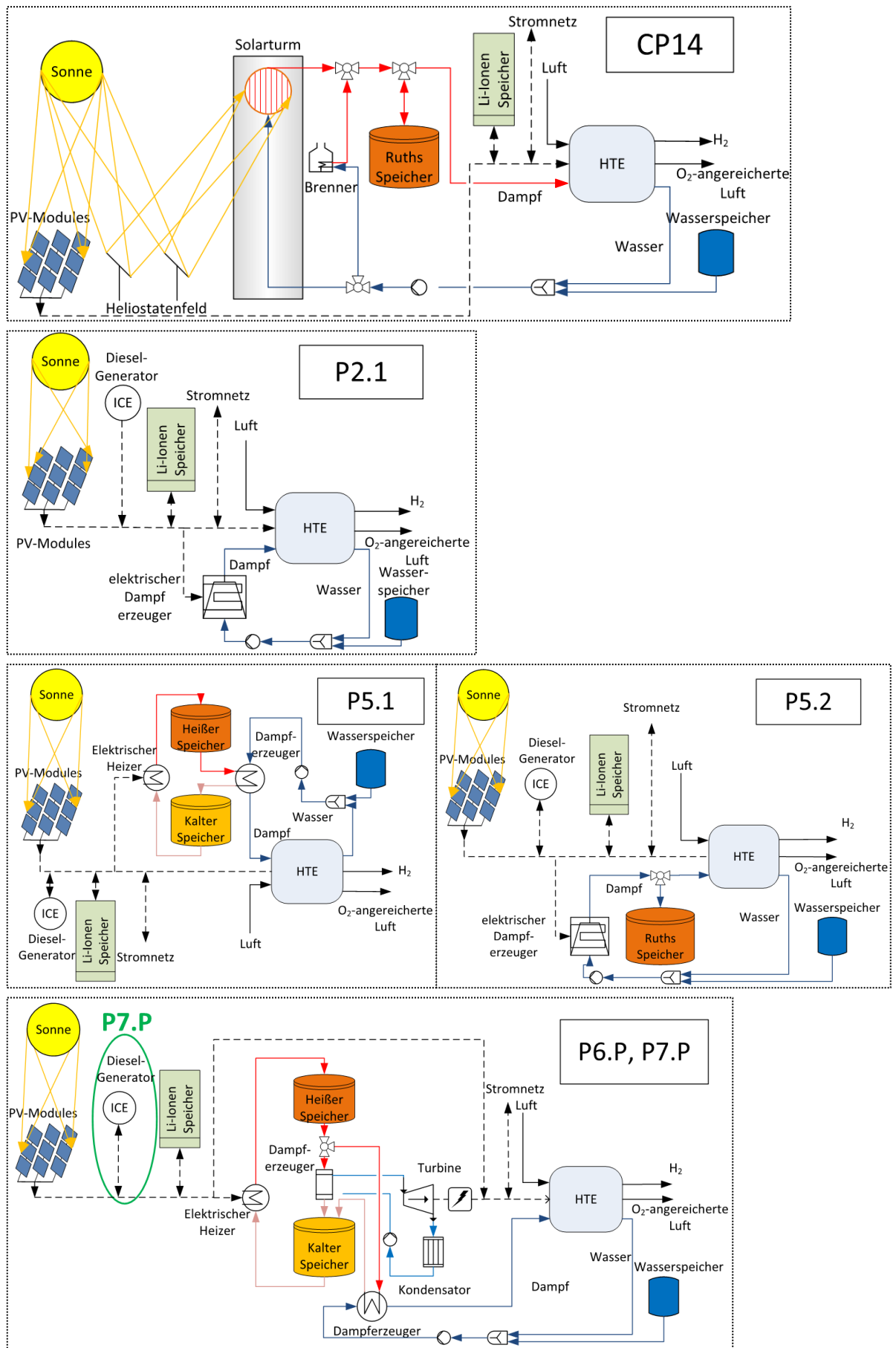


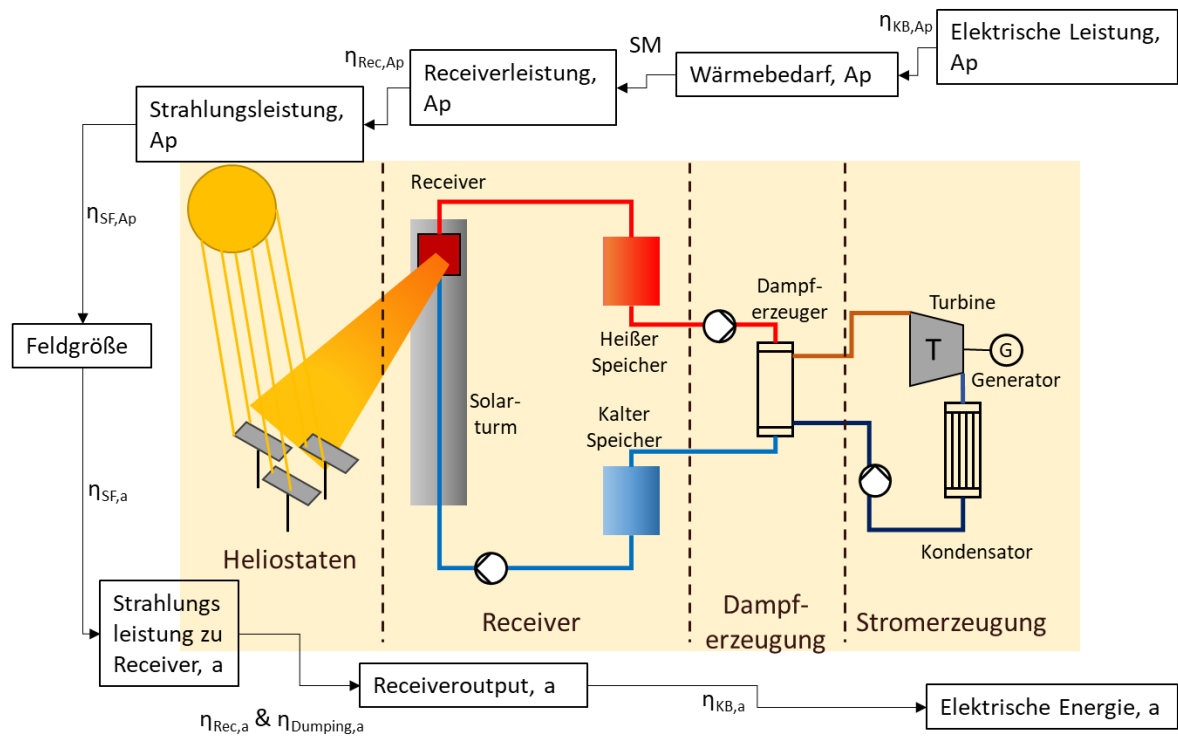
Abbildung 3-7: Skizzen der Konzepte der energetischen Vorbetrachtung.

### 3.4 Techno-ökonomische Vorbetrachtung und Analytic Hierarchy Process

Anhand der techno-ökonomischen Vorbetrachtung werden die Wasserstoffgestehungskosten in einer überschlägigen Jahrertragsberechnung abgeschätzt. Diese Einschätzung soll dabei helfen, besonders erfolgsversprechende Konzepte zu identifizieren und fließt in eine Abwandlung des Analytic Hierarchy Processes (AHP, s. Kapitel 3.4.2) ein. Dabei handelt es sich um eine Methode Entscheidungen basierend auf mehreren Kriterien analytisch zu treffen. So können „Bauchentscheidungen“ vermieden bzw. durch fundierte Argumente gestützt werden. In den folgenden Abschnitten wird zunächst die überschlägige Jahrertragsberechnung beleuchtet und anschließend die Konzeptauswahl basierend auf dem AHP vorgestellt.

#### 3.4.1 *Techno-ökonomische Vorbetrachtung*

Das Vorgehen bei der techno-ökonomischen Vorbetrachtung ist schematisch in Abbildung 3-8 dargestellt. Ausgehend von der elektrischen Sollleistung des Generators im Auslegungspunkt wird mithilfe des Kraftwerksblockwirkungsgrades der Wärmebedarf bei der Dampferzeugung ermittelt. Durch Multiplikation mit dem Solar Multiple erhält man die Receiverleistung im Auslegungspunkt. Berücksichtigt man den Receiver- und den Solarfeldwirkungsgrad sowie die DNI im Auslegungspunkt, kann die benötigte Strahlungsleistung bzw. die benötigte Feldgröße ermittelt werden. Mit der Summe der jährlichen DNI sowie den auf ein Jahr gemittelten Wirkungsgraden der einzelnen Komponenten kann auf gleichem Wege in entgegengesetzte Richtung die jährlich produzierte elektrische Energie berechnet werden. Für die Bestimmung der produzierten Wasserstoffmenge wird angenommen, dass sämtliche produzierte elektrische Energie für die Elektrolyse genutzt werden kann und mit dem von Sunfire genannten Wirkungsgrad Wasserstoff produziert wird.



**Abbildung 3-8: Schema der überschlägigen Jahresertragsberechnung. Ap: Auslegungspunkt, a: jährlich, SM: Solar Multiple, KB: Kraftwerksblock, Rec: Receiver, SF: Solarfeld.**

Konzepte mit Turbinenkreislauf können erfahrungsgemäß durch die verhältnismäßig preiswerten TES durchgängig Tag und Nacht kostengünstig betrieben werden [60]. Einige der verbliebenen Varianten sehen für einen eventuellen Nachtbetrieb jedoch die Stromspeicherung in kostenintensiven Lithiumionenspeichern vor [62]. Es könnten sich deshalb für diese Konzepte günstigere Wasserstoffgestehungskosten ergeben, wenn sie ausschließlich bei Sonnenschein betrieben würden. Um den unterschiedlichen Betriebsweisen gerecht zu werden, wird für jedes Konzept die Teillast während der Nacht in fünf gleichmäßigen Stufen zwischen 0 % und 100 % variiert. Durch geringere Last in der Nacht verringern sich die benötigte Größe der Speichereinheiten, des Heliostaten- bzw. PV-Feldes sowie die Receiverleistung.

In einer Literaturrecherche werden Kostendaten für jede Komponente gesammelt, sodass die zu erwartenden Investitionskosten für die Gesamtsysteme abgeschätzt werden können. Die verwendeten Performance- und Kostendaten können unter Tabelle 0-2 bzw. Tabelle 0-3 im Anhang nachgeschlagen werden.

Die mittleren Wasserstoffgestehungskosten (englisch: Levelized Cost of Hydrogen, LCOH<sub>2</sub>) werden mit den Gleichungen (3-1) und (3-2) berechnet.

$$LCOH_2 = \frac{FCR * Gesamtkosten + O\&M}{m_{Wasserstoff,a}} \quad (3-1)$$

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3-2)$$

FCR: Fixed charge rate (deutsch: Annuitätenfaktor), O&M: Kosten für Betrieb und Wartung (englisch Operation and Maintenance),  $m_{Wasserstoff}$ : jährlich produzierte Menge Wasserstoff in kg, i: Zinssatz, n: Abschreibezeitraum

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Vorbetrachtung sind in Tabelle 3-5Tabelle 3-6 dargestellt. Für jedes Konzept ist die günstigste Fahrweise bezüglich des Nachtbetriebs abgebildet. Es hat sich erwiesen, dass Konzepte mit Kraftwerksblock die geringsten LCOH<sub>2</sub> erzielen, wenn sie durchgehend bei Volllast betrieben werden, während alle anderen Konzepte idealerweise nur bei Sonnenschein Wasserstoff produzieren. Die Konzepte mit den Endungen A – F stellen durch verschiedene Arten der effektiven Nutzung von Wärmeverlusten innovative Weiterentwicklungen der jeweiligen Basisversion dar. Da sie bisher nur als Konzeptideen vorliegen, werden sie hier nicht näher beschrieben, zumal sie in der im Anschluss folgenden Konzeptauswahl nicht für die detaillierte Modellierung selektiert werden.



**Tabelle 3-5: In der techno-ökonomischen Vorbetrachtung berechnete Wasserstoffgestehungskosten.**

	LCOH <sub>2</sub> / EUR kg <sup>-1</sup>
<b>CSP-Partikel</b>	<b>5,20</b>
CSP-Partikel_A	5,06
CSP-Partikel_B	5,17
CSP-Partikel_C	5,08
CSP-Partikel_D	5,04
CSP-Partikel_E	5,63
C7	7,48
<b>PV+CSP-Partikel</b>	<b>5,03</b>
PV+CSP-Partikel_A	4,95
PV+CSP-Partikel_B	4,83
PV+CSP-Partikel_C	5,00
PV+CSP-Partikel_D	4,92
PV+CSP-Partikel_E	4,89
PV+CSP-Partikel_F	5,43
<b>PV+CST-Partikel</b>	<b>5,08</b>
CP14	5,07
CP14	5,27
P2.1	5,25
P5.1	5,25
P5.2	5,25
P6.P	5,91
P6.P	5,91
P6.P	5,91

Betrachtet man die reinen CSP Konzepte fällt auf, dass C7 deutlich höhere Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich zu den anderen aufweist. Während die LCOH<sub>2</sub> der anderen Varianten knapp über 5 EUR/kg liegen, wurden für C7 Wasserstoffgestehungskosten von knapp 7,50 EUR/kg errechnet. Es handelt sich dabei um eine Variante mit Direktverdampfungssystem und Sattdampfspeicher. Da diese Speicher für große Drücke ausgelegt werden müssen, sind sie sehr kostspielig und treiben die LCOH<sub>2</sub> in die Höhe. Die LCOH<sub>2</sub>-Berechnungen für die Kombinationen aus PV und CSP liefern bis auf PV+CSP-Partikel\_F alle Werte um 5 EUR/kg. PV+CSP-Partikel\_F sieht wie C7 einen Druckbehälter als Heißwasserspeicher vor, welcher die Investitionskosten deutlich ansteigen lässt. Diese Varianten scheinen für das Projekt deshalb weniger attraktiv zu sein. Die reinen PV-Konzepte liegen mit LCOH<sub>2</sub> von mindestens 5,25 EUR/kg knapp über den günstigen Varianten der anderen beiden Kategorien. Dies lässt den Schluss zu, dass die Überlegung konzentrierende Solar-

technik für die Prozessdampferzeugung zu verwenden gerechtfertigt ist. Die nun abgeschlossene LCOH<sub>2</sub>-Abschätzung fließt in die Konzeptauswahl für die Jahresertragsberechnung ein.

#### 3.4.2 Konzeptauswahl für die Jahresertragsberechnung

Es soll je eine Variante der reinen CSP-Konzepte, der CSP-PV-Kombinationen und der CST-PV-Kombinationen detailliert modelliert werden. Grundlage der Entscheidungsfindung, welche Konzepte ausgewählt werden, ist eine in Abbildung 3-13 dargestellte Abwandlung des von T. Saaty vorgestellten „Analytic Hierarchy Process“ [63]. Dazu wird zunächst in Gruppenarbeit ein Kriterienkatalog zur Bewertung der Konzepte erstellt. Dieser umfasst folgende Gesichtspunkte:

- Wasserstoffgestehungskosten
- Gesamtinvestitionsaufwand
- Anlagenkomplexität
- Regelbarkeit
- Technischer Reifegrad
- Kompatibilität mit Potentialabschätzung

Bei der Potentialabschätzung handelt es sich um eine Studie, bei welcher dem HTE-Prozess thermische Energie bei deutlich höherer Temperatur im Vergleich zu den hier verwendeten Daten zugeführt wird. Man verspricht sich dadurch günstigere LCOH<sub>2</sub>, da die durch konzentrierende Solartechnik gelieferte relativ kostengünstige Wärme auf hohen Temperaturniveaus den Bedarf an teurer elektrischer Energie für die Elektrolyse senkt. Nähere Informationen zur Potentialabschätzung können Abschnitt II des Anhangs entnommen werden.

Die Bedeutsamkeit der verschiedenen Bewertungskriterien wird anschließend einzeln von den Mitgliedern der Gruppe beurteilt, indem die Merkmale paarweise miteinander verglichen werden (siehe 1. in Abbildung 3-9, grün gefüllte Zellen). Aus dieser Einstufung ergeben sich Gewichtungsfaktoren  $g_i$  für jede Anforderung, indem die erreichten Punktzahlen mit der maximalen Punktzahl ins Verhältnis gesetzt werden (Gleichung (3-3)). Die maximal erreichte Punktzahl entspricht dem Faktor 10. Wie dem Beispiel zu entnehmen ist, werden die Wasserstoffgestehungskosten als das dominante Entscheidungskriterium eingeschätzt.

Nun werden die verschiedenen Konzepte in Einzelarbeit auf Erfüllung der Kriterien  $n_i$  geprüft und mit einer Punktzahl von 0 – 4 beurteilt (siehe 2. in Abbildung 3-9/Abbildung 3-13, blau gefüllte Zellen). Die hierbei erreichte Punktzahl der Konzepte ergibt sich durch Aufsummierung der Produkte aus Gewichtungsfaktor und Erfüllungsfaktor des jeweiligen Kriteriums. Setzt man die Punktzahl mit der maximal erreichbaren Punktzahl ins Verhältnis, erhält man einen AHP-Wert in Prozent (Gleichung (3-4)). Abschließend werden die Einschätzungen der einzelnen Gruppenmitglieder miteinander verglichen und Durchschnittswerte gebildet. Für den techno-ökonomischen Vergleich wird aus jeder Konzeptkategorie die Variante mit dem höchsten AHP-Wert ausgewählt: CSP-Partikel, PV+CSP-Partikel, PV+CST-Partikel (siehe Tabelle 3-6). Kombinationen von ausschließlich PV mit der Hochtemperaturelektrolyse werden in der Jahresertragsberechnung, obwohl sie einen hohen AHP-Wert aufweisen, nicht betrachtet. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Prozesswärme bei diesen Konzepten elektrisch bereitgestellt werden müsste. Damit beraubt man die Hochtemperaturelektrolyse ihres Vorteils, kostengünstige Abwärme zu nutzen. Stattdessen werden die Ergebnisse abschließend mit Literaturwerten anderweitig berechneter Gestehungskosten für grünen Wasserstoff verglichen.

$$g_i = \frac{\text{Punkte}_i}{\text{Punkte}_{\max}} * 10 \quad (3-3)$$

$$AHP = \frac{\sum g_i * n_i}{\sum g_i * n_{\max}} * 100\% \quad (3-4)$$

1.

	H2-Gestehungskosten	Gesamtinvestitionsaufwand	Anlagenkomplexität	Regelbarkeit	Reifegrad	Kompatibel mit Potentialabchätzung	Summe	Gewichtungsfaktor $g_i$
H2-Gestehungskosten	x	4	4	4	4	4	20	10,0
Gesamtinvestitionsaufwand	0	x	1	1	2	3	7	3,5
Anlagenkomplexität	0	3	x	3	3	3	12	6,0
Regelbarkeit	0	3	1	x	3	3	10	5,0
Technischer Reifegrad	0	2	1	1	x	1	5	2,5
Kompatibel mit Potentialabchätzung	0	1	1	1	3	x	6	3,0

Anforderung deutlich wichtiger als Vergleichsmerkmal → Anforderung: 4, Vergleichsmerkmal: 0

Anforderung wichtiger als Vergleichsmerkmal → Anforderung: 3, Vergleichsmerkmal: 1

Anforderung genauso wichtig wie Vergleichsmerkmal → Anforderung: 2, Vergleichsmerkmal: 2

2.

	Gewichtungsfaktor	Variante 1		Variante 2		Variante 3		Variante 4		Max $n_i$	$g_i \times \text{Max } n_i$
	$g_i$	$n_i$	$g_i \times n_i$	$n_i$	$g_i \times n_i$	$n_i$	$g_i \times n_i$	$n_i$	$g_i \times n_i$	$n_i$	$g_i \times n_i$
H2-Gestehungskosten	10,0	4	40	3	30	3	30	4	40	4	40,0
Gesamtinvestitionsaufwand	3,5	1	4	1	4	1	4	1	4	1	3,5
Anlagenkomplexität	6,0	1	6	1	6	0	0	0	0	1	6,0
Regelbarkeit	5,0	2	10	2	10	2	10	1	5	2	10,0
Technischer Reifegrad	2,5	1	3	1	3	1	3	0	0	1	2,5
Kompatibel mit Potentialabchätzung	3,0	0	0	4	12	4	12	1	3	4	12,0
Summe			62,0		64,0		58,0		51,5		74,0
AHP-Wert für Anforderungsmerkmal			84%		86%		78%		70%		

Abbildung 3-9: Beispielhafte Erläuterung der angewendeten Abwandlung des AHP-Verfahrens.

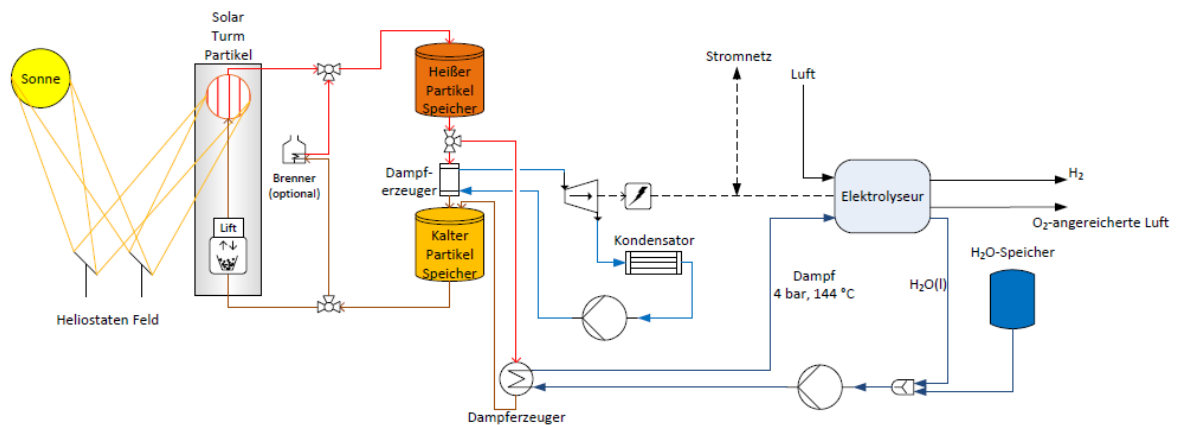
Tabelle 3-6: Ergebnisse der techno-ökonomischen Vorbetrachtung und des AHP-Verfahrens (weiterverfolgte Konzepte fett gedruckt).

	LCOH2 / EUR kg <sup>-1</sup>		AHP-Durchschnitt
<b>CSP-Partikel</b>	<b>5,20</b>		<b>59%</b>
CSP-Partikel_A	5,06		55%
CSP-Partikel_B	5,17		53%
CSP-Partikel_C	5,08		47%
CSP-Partikel_D	5,04		45%
CSP-Partikel_E	5,63		19%
C7	7,48		20%
<b>PV+CSP-Partikel</b>	<b>5,03</b>		<b>60%</b>
PV+CSP-Partikel_A	4,95		49%
PV+CSP-Partikel_B	4,83		40%
PV+CSP-Partikel_C	5,00		54%
PV+CSP-Partikel_D	4,92		45%
PV+CSP-Partikel_E	4,89		45%
PV+CSP-Partikel_F	5,43		24%
<b>PV+CST-Partikel</b>	<b>5,08</b>		<b>73%</b>
CP14	5,07		64%
CP14	5,27		56%
P2.1	5,25		82%
P5.1	5,25		80%
P5.2	5,25		67%
P6.P	5,91		51%
P6.P	5,91		39%
P6.P	5,91		26%

### 3.4.3 Beschreibung der ausgewählten Konzepte

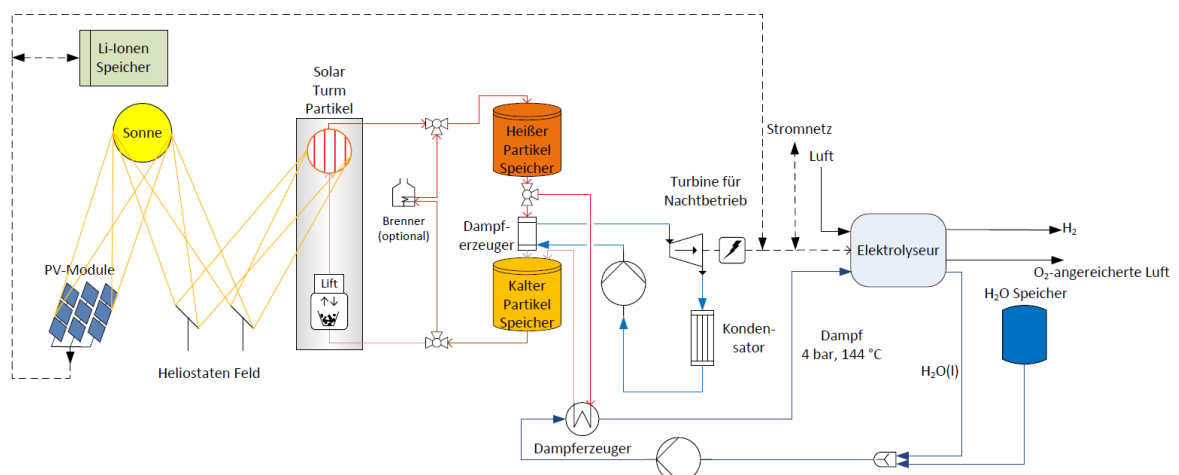
Im folgenden Abschnitt werden die drei für die detaillierte Jahresertragsberechnung ausgewählten Konzepte vorgestellt. In der Kategorie der reinen CSP-Systeme hat das in Abbildung 3-10 skizzierte Konzept „CSP-Partikel“ die höchste Punktzahl erreicht. Wie bei allen CSP-Turmsystemen bündeln die Heliostaten das Sonnenlicht auf den Receiver, wodurch hier die Bauxitpartikel erhitzt werden. Dem Receiverturm kann optional ein Brenner parallelgeschaltet werden, welcher den Receiver bei unzureichender Leistung mit einem fossilen Brennstoff unterstützen kann. In den Simulationen dieser Arbeit werden jedoch keine Brenner berücksichtigt, da ein reiner Betrieb mit erneuerbaren Energieträgern gewünscht und durchgängiger Betrieb nicht zwingend verlangt ist [58]. Dies gilt auch für die beiden nachfolgenden Prozesskonzepte. Die heißen Partikel werden in einen Speicherbehälter transportiert. Am Ausgang des heißen Speichers wird der Partikelstrom aufgesplittet. Ein Teil dient dazu in einem Dampferzeuger Prozessdampf bei 4 bar<sub>a</sub> und 144 °C

für den Elektrolyseur bereitzustellen. Die übrigen Partikel werden in einem zweiten Dampferzeuger für die Frischdampferzeugung des Dampfturbinenkreislafs genutzt. Der Kraftwerksblock liefert den für die Elektrolyse benötigten Strom. Das System ist für durchgängigen Betrieb Tag und Nacht ausgelegt.



**Abbildung 3-10: Skizze des Konzepts "CSP-Partikel".**

Die PV-CSP-Kombination mit der höchsten AHP-Wertung ist „PV+CSP-Partikel“, welche in Abbildung 3-11 skizziert ist. Dem CSP-System von CSP-Partikel wird hierbei noch eine PV-Anlage zugeschaltet, um den Elektrolyseur bei Sonnenschein kostengünstig mit Strom zu versorgen. Ein Lithiumionenspeicher ( $\sim 15 \text{ MWh}_e$ ) dient der Pufferung bei starken Schwankungen der Stromproduktion, wie sie durch Wolkendurchgänge verursacht werden können. Der Turbinenkreislauf des CSP-Teils muss demzufolge nur nachts betrieben werden. Die Prozessdampfbereitstellung erfolgt wie bei CSP-Partikel stets mithilfe der heißen Partikel.



**Abbildung 3-11: Skizze des Konzepts "PV+CSP-Partikel".**

Die dritte und letzte Variante für den detaillierten techno-ökonomischen Vergleich ist das Konzept „PV+CST-Partikel“. Die zugehörige Konzeptskizze ist in Abbildung 3-12 abgebildet. Die PV-Anlage versorgt die Elektrolyseeinheit mit elektrischem Strom. Wie bei PV+CSP-Partikel ist ein Lithiumionenspeicher als Puffer vorgesehen. Die konzentrierende Solartechnik wird bei diesem Konzept ausschließlich zur Prozessdampferzeugung verwendet, weshalb es sich nicht um eine CSP-sondern um eine CST-Anlage handelt (CST: Concentrating Solar Thermal). Es ist demzufolge kein Kraftwerksblock integriert. Im Gegensatz zu den beiden bereits erläuterten Konzepten ist diese Variante nur für den Tagbetrieb der Elektrolyseeinheit ausgelegt. Bei Nacht werden die Elektrolyseure mit Strom aus dem örtlichen Stromnetz im Standby betrieben. Wie bereits erwähnt, können auftretende Stromproduktionsspitzen bei allen Konzepten in das Stromnetz eingespeist werden.

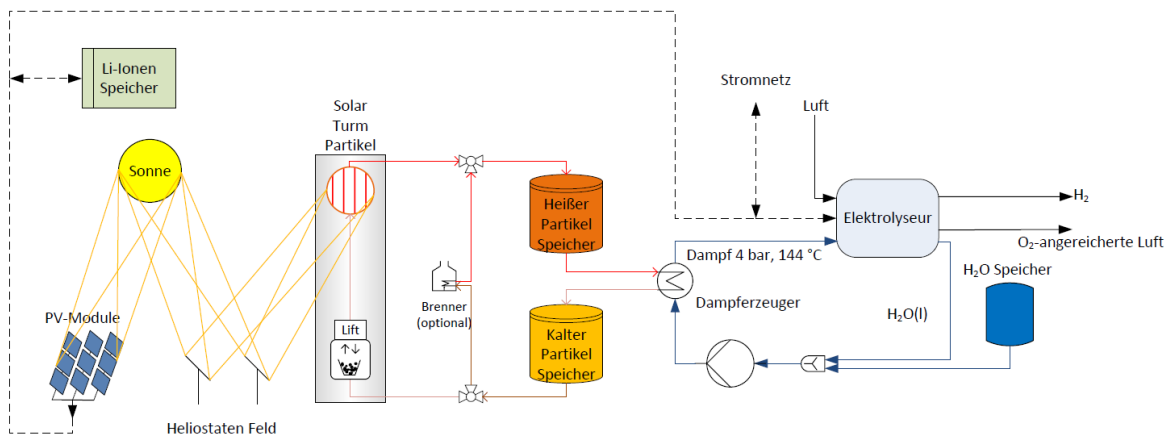


Abbildung 3-12: Skizze des Konzepts "PV+CST-Partikel".

### 3.5 Jahresertragsberechnung

Die Basis für die Jahresertragsberechnung bildet ein vom DLR entwickeltes Exceltool namens Ecostar [64]. Die vorliegende Variante dient der Berechnung der Stromgestehungskosten für ein CSP-Turmsystem mit Flüssigsalz. Dieses Excelsheet wird nun ausgehend von einem System zur ausschließlichen Stromproduktion umgestaltet zu einem System der Strom- und Wärmebereitstellung mit anschließender Elektrolyse. Es sind außerdem einige Anpassungen erforderlich, um das Salzsystem in ein Partikelsystem umzuwandeln.

Die grundsätzliche Funktionsweise von Ecostar ist in Abbildung 3-13 dargestellt. Die Berechnung basiert auf Wetterdaten in stündlicher Auflösung des geplanten Standortes der Anlage. Für das Heliostatenfeld, den Receiver und den Kraftwerksblock sind Kennfelder hinterlegt, sodass der Wirkungsgrad der entsprechenden Komponenten in Abhängigkeit von Sonnenstand, Umgebungstemperatur, Betriebszustand und weiteren Parametern bestimmt werden kann. Es erfolgt eine stündliche Berechnung der Strom- und Wärmebereitstellung, welche im letzten Berechnungsschritt in den Wasserstoffoutput umgerechnet wird. Neben technischen Gesichtspunkten werden auch finanzielle Aspekte berücksichtigt. Die jährlichen Gesamtkosten errechnen sich aus Finanzierungskosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie Kosten für Wasser und Strom. Anhand der produzierten Wasserstoffmenge und den Gesamtkosten pro Jahr können die mittleren Wasserstoffgestehungskosten berechnet werden. Die Erlöse durch den Verkauf von Überschussstrom werden mit einer Einspeisevergütung von 2,6 ct/kWh<sub>e</sub> angenommen und gesondert betrachtet [58].

Einige Konzepte sehen Stromproduktion mittels PV vor. Die PV-Anlagen werden mit Gree-nius, ebenfalls ein vom DLR entwickeltes Programm, modelliert [65]. Auch hier kann die Stromproduktion in stündlicher Auflösung für das ganze Jahr berechnet werden, wodurch diese leicht in Ecostar integriert werden kann. Als Input dienen auch hier Wetterdaten des entsprechenden Standorts sowie Spezifikationen der verwendeten PV-Module. Die technischen Daten der PV-Module und Inverter können Tabelle 0-4 und Tabelle 0-5 im Anhang entnommen werden.



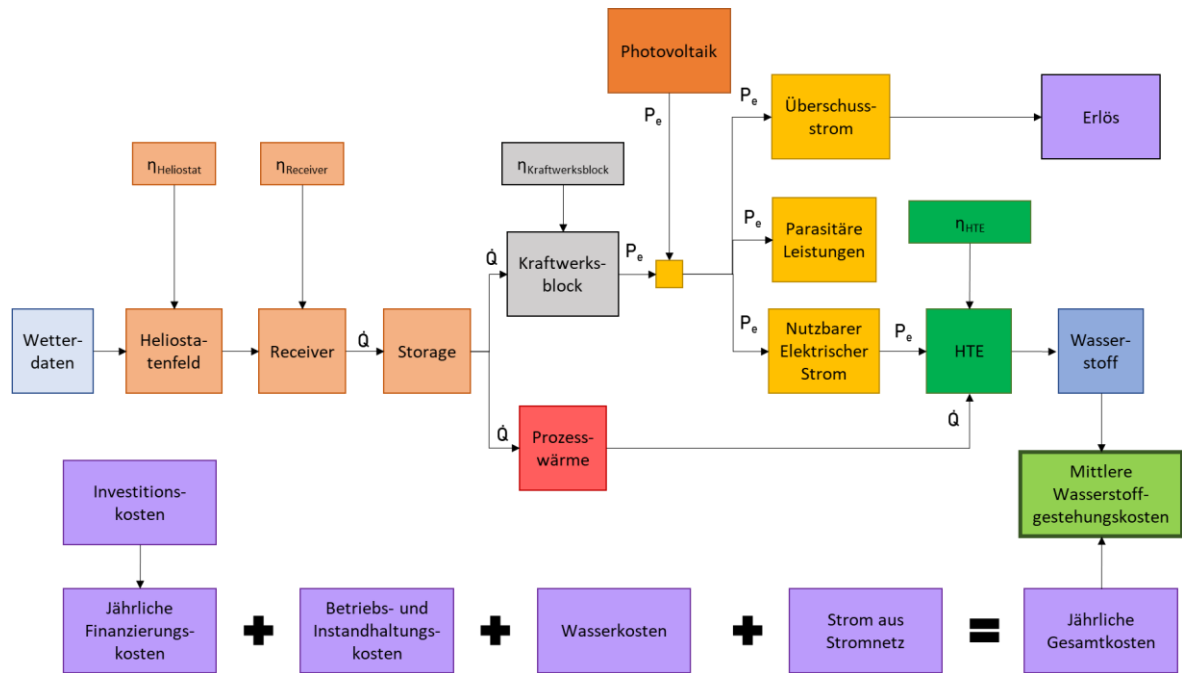


Abbildung 3-13: Schematische Darstellung der Funktionsweise von Ecostar.

Im Anhang findet sich in Tabelle 0-6 und Tabelle 0-7 eine Übersicht mit sämtlichen Inputdaten für die Jahresertragsberechnung in Ecostar für die Demonstrations- bzw. die kommerzielle Anlage.

## 4 Ergebnisse der Jahresertragsberechnung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Jahresertragsberechnung dargelegt. Dabei wird zwischen den kommerziellen Systemen und den Demonstrationsanlagen unterschieden. Um die optimalen Auslegungen zu finden, wird für jedes Konzept die Größe des thermischen Speichers, die Größe des Solarfeldes (Heliostatenfeld + Receiver) und, falls vorgesehen, die Größe des PV-Feldes variiert. Während die Kapazität des thermischen Speichers in möglichen Volllaststunden angegeben wird, werden Solarfeld- und PV-Feldgröße in  $SM_{CSP}$  bzw.  $SM_{PV}$  ausgedrückt. Die beiden Solar Multiple berechnen sich als Verhältnis der im Auslegungspunkt verfügbaren Leistung vom thermischen Receiver,  $\dot{Q}_{Rec,AP}$  (bzw. vom PV-Feld,  $P_{PV,AP}$ ), zur benötigten thermischen Leistung des Kraftwerksblocks und des Elektrolyseurs,  $\dot{Q}_{Turbine,AP} + \dot{Q}_{Elektrolyseur,AP}$  (bzw. zur elektrischen Leistung des Elektrolyseurs  $P_{Elektrolyseur,AP}$ ):

$$SM_{CSP} = \frac{\dot{Q}_{Rec,AP}}{\dot{Q}_{Turbine,AP} + \dot{Q}_{Elektrolyseur,AP}} \quad (4-1)$$

$$SM_{PV} = \frac{P_{PV,AP}}{P_{Elektrolyseur,AP}} \quad (4-2)$$

In dieser Arbeit erfolgt die Auslegung des Heliostatenfelds sowie die Dimensionierung der Receiver mit der Software HFLCal [66].

## 4.1 Demonstrationsanlagen

Im Maßstab der Demonstrationsanlage ( $\sim 1 \text{ MW}_e$ ) werden nur die Konzepte CSP-Partikel und PV+CSP-Partikel betrachtet. Die Variante PV+CST-Partikel sähe lediglich eine Receiverleistung im Bereich um  $500 \text{ kW}_t$  vor. In dieser Größenordnung ist ein Turmsystem konzentrierender Solartechnik nicht sinnvoll, sodass dieses nicht detailliert modelliert wird [60]. Da das Hauptaugenmerk auf der Anlage im kommerziellen Maßstab liegt, werden die Ergebnisse der Demonstrationsanlage weniger ausführlich dargelegt. Sämtliche Ergebnisse können Tabelle 0-8 aus dem Anhang entnommen werden.

### 4.1.1 CSP-Partikel

Bei der reinen CSP-Variante CSP-Partikel werden auf der Suche nach der optimalen Anlagenauslegung das Solar Multiple und die Speichergröße variiert. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Es ergeben sich minimale LCOH<sub>2</sub> von 7,42 EUR/kg bei einer Speicherkapazität von 24 Volllaststunden oder  $117 \text{ MWh}_t$  und einem  $SM_{\text{CSP}}$  von 4,4. Der große Speicher und das hohe  $SM_{\text{CSP}}$  begründen sich in den hohen spezifischen Investitionskosten für den HTE und den Kraftwerksblock. Um diese beiden teuren Komponenten möglichst kosteneffizient zu nutzen, sollten sie weitgehend bei Volllast betrieben werden, was ein großes  $SM_{\text{CSP}}$  inklusive TES notwendig macht. Weiterhin wird deutlich, dass sich das Optimum für kleinere Speicher bei kleineren  $SM_{\text{CSP}}$  befindet und sich mit größer werdenden Speichern weiter nach rechts verschiebt. Dies erscheint logisch, wenn man bedenkt, dass ein größerer Speicher nur dann sinnvoll ist, wenn das Solarfeld groß genug ist, um diesen regelmäßig zu füllen. Auf der anderen Seite bleibt bei kleinen Speicherkapazitäten und großen  $SM_{\text{CSP}}$  viel Energie ungenutzt, da sie aufgrund von mangelnder Speicherkapazität nicht verwertet werden kann.

Die Anlage besteht im Optimum aus einem für  $21,3 \text{ MW}_t$  ausgelegten, auf ca. 85 m Höhe angebrachten Turmreceiver mit etwa  $32\,000 \text{ m}^2$  großer Heliostatenapertur. Der Kraftwerksblock produziert im Auslegungspunkt eine elektrische Leistung von  $1\,011 \text{ kW}_e$ .

Mit dieser Konfiguration kann innerhalb eines Jahres elektrische Energie in Höhe von  $7\,856 \text{ MWh}_e$  erzeugt werden, wovon ein vernachlässigbarer Teil von  $2 \text{ MWh}_e$  in das Stromnetz eingespeist wird. Mithilfe der Elektrolyse werden jährlich  $196 \text{ t}$  Wasserstoff produziert. Die Investitionskosten betragen inklusive eines Zuschlags für technische Planung, Management, Unsicherheiten, Profit etc. in Höhe von 30 % rund 12 Mio. EUR. In Abbildung 4-2 ist die Zusammensetzung der Investitionskosten abgebildet. Es wird ersichtlich, dass

das Heliostatenfeld mit ca. einem Drittel den größten Teil der Kosten ausmacht. Weitere kostenintensive Komponenten sind der Kraftwerksblock, welcher aus Turbine, Frischdampf-erzeuger und Rest des Kraftwerksblocks besteht, der TES inklusive Partikel und der Elektrolyseur.

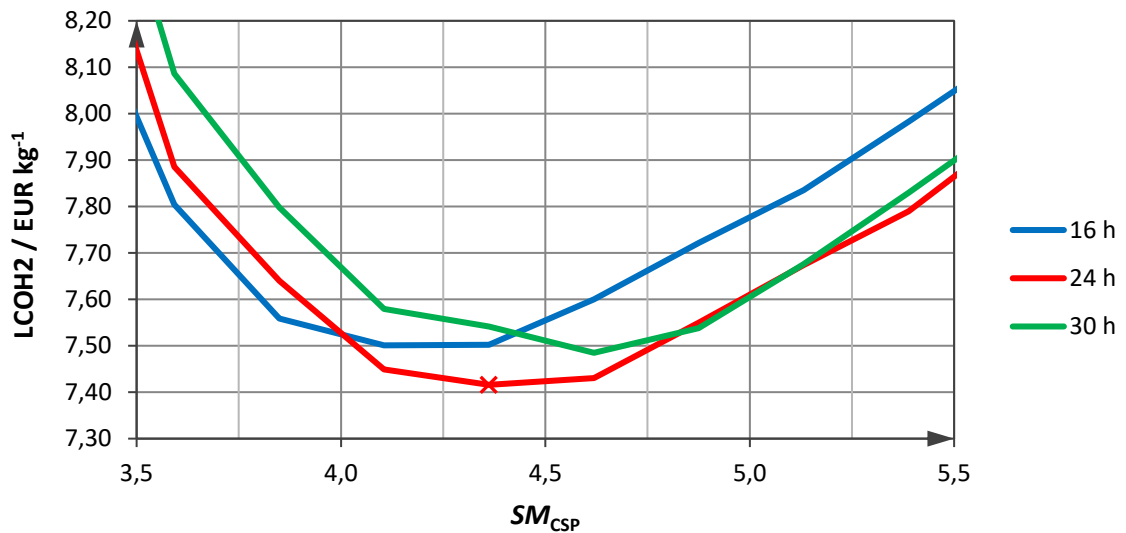


Abbildung 4-1: Variation von Speichergröße und  $SM_{CSP}$  für CSP-Partikel.

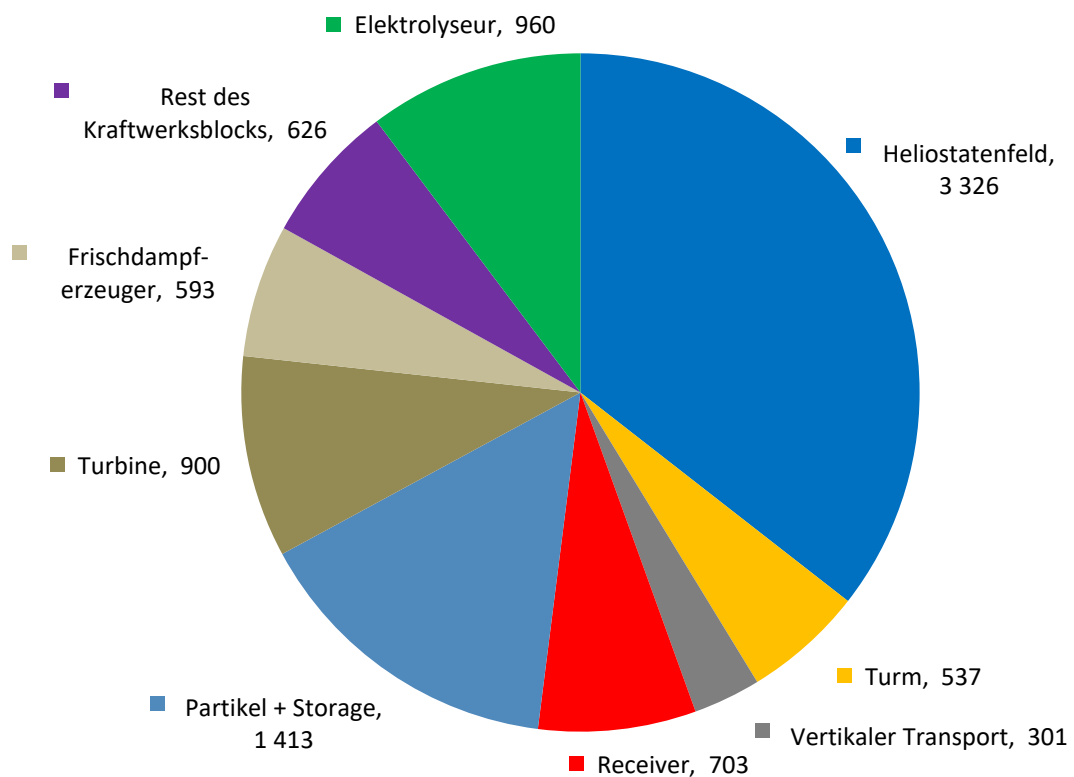


Abbildung 4-2: Verteilung der Investitionskosten für CSP-Partikel. Alle Angaben in 10<sup>3</sup> EUR.

#### 4.1.2 PV+CSP-Partikel

Neben der Optimierung von  $SM_{CSP}$  und Speichergröße wird bei PV+CSP-Partikel das  $SM_{PV}$  untersucht. Wie aus Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 zu entnehmen ist, liegt das Minimum für dieses Konzept bei einem  $SM_{CSP}$  von ungefähr 1,9, einem  $SM_{PV}$  von ebenfalls etwa 1,9 und einer Speichergröße von 13 h bzw. ca. 63 MWh<sub>t</sub>. Das System erzielt im Demonstrationsmaßstab Wasserstoffgestehungskosten von etwa 5,90 EUR/kg und ist damit deutlich günstiger als CSP-Partikel. Dies begründet sich vor allem im schlechten Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks von etwa 22 % im Auslegungspunkt, wodurch die CSP Komponenten allesamt für eine größere Leistung ausgelegt werden müssen. Bei der Variante PV+CSP-Partikel wird dieser Effekt durch den zusätzlichen Einsatz der PV gedämpft. Das Konzept produziert laut Simulation 180 t Wasserstoff im Jahr wobei ca. 7 200 GWh<sub>e</sub> elektrische Energie umgesetzt werden. Zusätzlich können durch das Einspeisen von etwa 700 MWh<sub>e</sub> Einkünfte in Höhe von knapp 19 000 EUR pro Jahr erwirtschaftet werden.

Bei der Betrachtung der Investitionskostenverteilung in Abbildung 4-5 fällt auf, dass diese durch die konzentrierende Solartechnik, welche insgesamt rund 40 % der Gesamtkosten darstellt, dominiert werden während der Kraftwerksblock bestehend aus Turbine, Frischdampfherzeuger und Rest des Kraftwerksblocks etwas mehr als ein Viertel ausmacht. Der übrige Teil splittet sich relativ gleichmäßig in Elektrolyseur und PV-Feld inklusive Inverter.

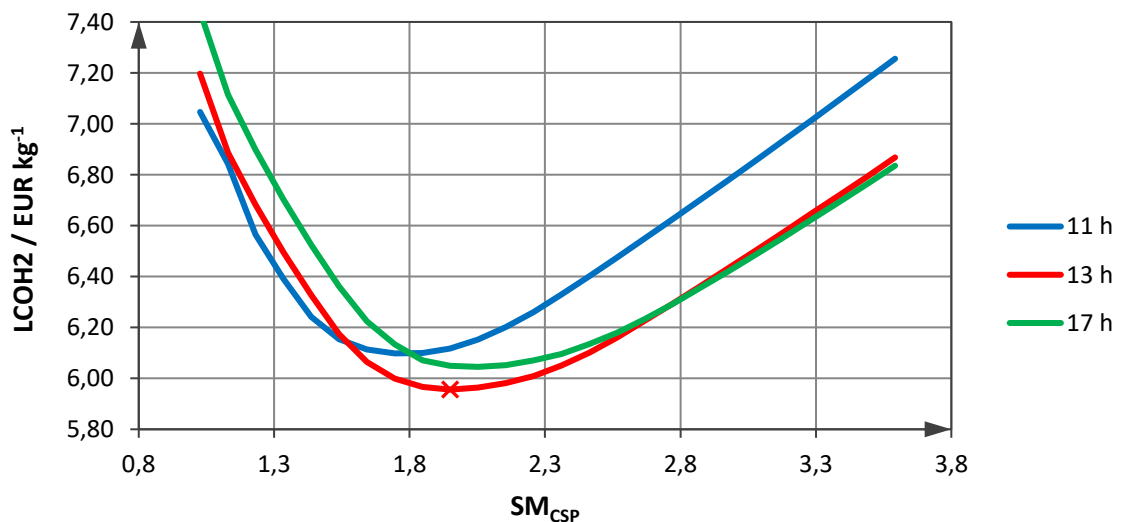


Abbildung 4-3: Variation von Speichergröße und  $SM_{CSP}$  für PV+CSP-Partikel.  $SM_{PV} = 1,9$ .

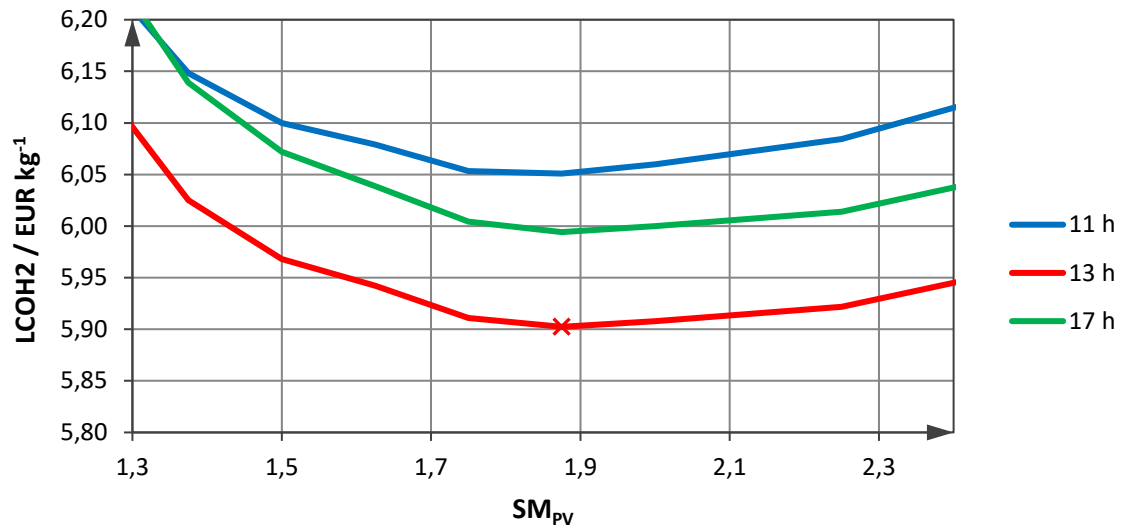


Abbildung 4-4: Variation von Speichergröße und  $SM_{PV}$  für CSP-Partikel  $SM_{CSP} = 1,9$ .

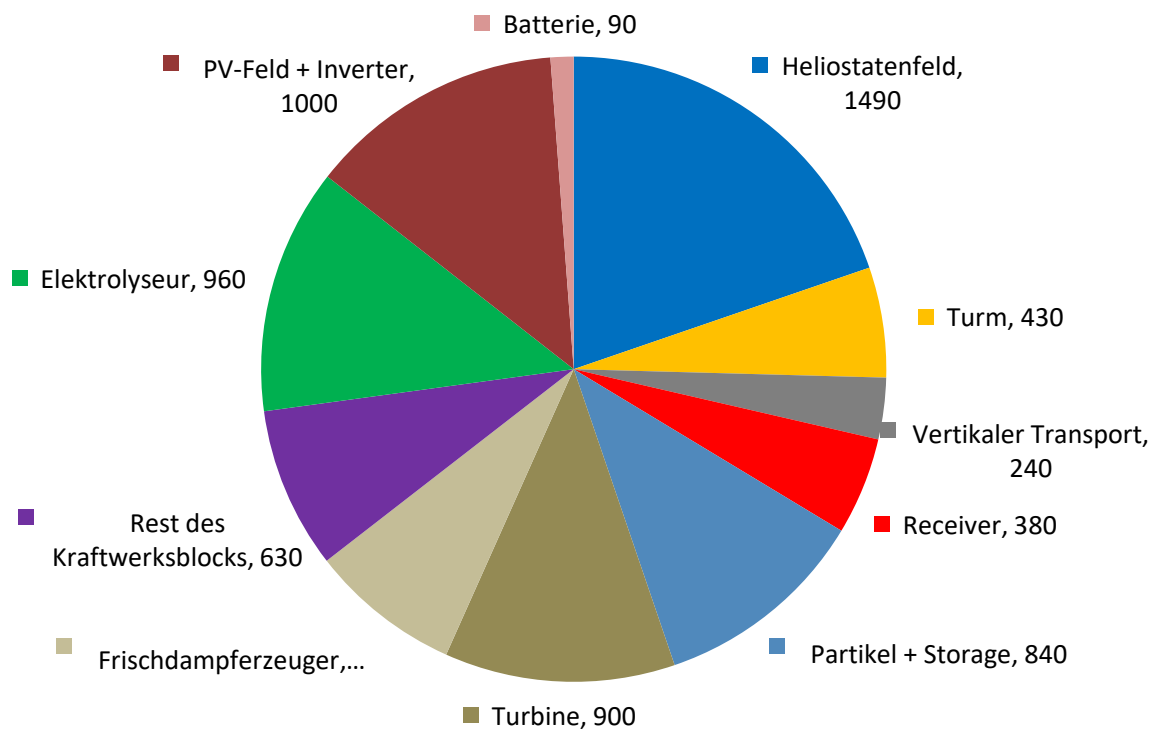


Abbildung 4-5: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel. Alle Angaben in 10<sup>3</sup> EUR.

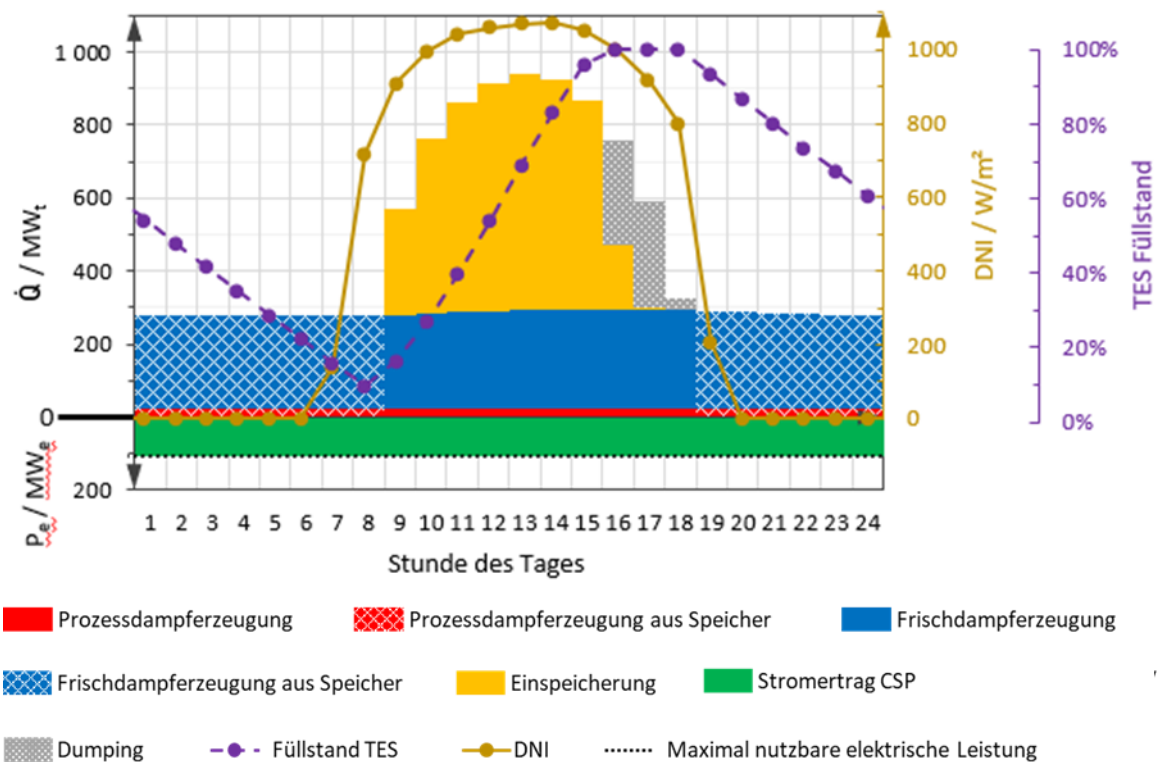
## 4.2 Kommerzielle Systeme

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt das Demonstrationsprojekt untersucht wurde, werden die Anlagen nun im kommerziellen Maßstab beleuchtet. Eine ausführliche Übersicht der Ergebnisse findet sich in Tabelle 0-9 im Anhang wieder.

Der elektrische brutto Kraftwerksblock-Output wurde auf der Basis einer bestehenden Auslegung angepasst. Diese sah ein CSP-Partikelsystem zur Stromgewinnung mit einer elektrischen brutto Leistung von 125 MW<sub>e</sub> vor. Aufgrund der gleichzeitigen Bereitstellung von Prozesswärme wurde dieser Wert bei diesem Projekt auf ca. 114 MW<sub>e</sub> korrigiert.

### 4.2.1 CSP-Partikel

Zunächst sind in Abbildung 4-6 die Energieflüsse innerhalb der Anlage im Tagesverlauf an einem Tag mit guten Solarstrahlungsbedingungen dargestellt, um die Funktionsweise des Konzepts näher zu erläutern. Bis zum Sonnenaufgang wird die tags zuvor eingespeicherte thermische Energie dafür genutzt, Frischdampf für den Turbinenkreislauf sowie den Prozessdampf zu erzeugen. Hierbei entleert sich der TES an dem abgebildeten Tag bis auf einen Füllstand von ca. 10 %. Der Kraftwerksblock kann die ganze Nacht bei Volllast betrieben werden, sodass durchgehend rund 106 MW<sub>e</sub> für die Elektrolyse bereitgestellt werden (im Diagramm auf der vertikalen Achse aus Gründen der Übersichtlichkeit nach unten dargestellt). Dies entspricht der maximal von der Elektrolyseeinheit abnehmbaren elektrischen Leistung. Ab ca. 8 Uhr kann die eintreffende Solarstrahlung dafür genutzt werden, das CSP-Kraftwerk zu betreiben, Prozesswärme bereitzustellen und gleichzeitig die Speicher wieder zu befüllen bis diese gegen 15 Uhr ihren maximalen Füllstand erreicht haben. Dann muss ein Teil der thermischen Leistung ungenutzt verworfen werden (Dumping). Im Volllast-Tagbetrieb ist die nutzbare elektrische Energie etwas geringer als im Volllast-Nachtbetrieb, da parasitäre Leistungen, vor allem für den vertikalen Partikeltransport, anfallen. Nach dem Sonnenuntergang erfolgt der Betrieb der Anlage wie in der Nacht zuvor aus dem gefüllten, heißen Partikelspeicher.



**Abbildung 4-6: Energieflüsse des Konzepts „CSP-Partikel“ im Tagesverlauf.**

Wie bei der Anlage im Demonstrationsmaßstab werden das Solar Multiple und die Speichergröße systematisch variiert, um die günstigste Anlagenkonfiguration zu finden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4-7 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die minimalen LCOH<sub>2</sub> bei einer Speichergröße von 15 h Volllast, was einer Kapazität von rund 4 360 MWh<sub>t</sub> entspricht, und einem  $SM_{\text{CSP}}$  von ungefähr 4,4 liegen. Es wiederholt sich die schon bei der Demonstrationsanlage erkannte Tendenz, dass sich das Optimum für kleinere Speicher bei kleineren  $SM_{\text{CSP}}$  befindet und sich mit größer werdenden Speichern weiter nach rechts verschiebt. Der Grund ist, dass sich ein größerer Speicher nur dann rentiert, wenn die konzentrierende Solartechnik diesen regelmäßig füllen kann. Dagegen bleibt bei kleinen Speicherkapazitäten und großen  $SM_{\text{CSP}}$  viel Energie ungenutzt, da sie aufgrund der vollen Speicher verworfen werden muss.

Im optimalen Auslegungspunkt besteht die CSP-Anlage aus 20 auf individuellen ca. 120 m hohen Türmen angebrachten Receivern mit je rund 80 000 m<sup>2</sup> reflektierender Heliostatenfläche. Jeder Receiver ist für eine Leistung von 50 MW<sub>t</sub> ausgelegt, sodass sich eine Gesamtleistung von 1 000 MW<sub>t</sub> ergibt. Der brutto Stromoutput des Dampfturbinenkreislaufs beträgt im Auslegungspunkt etwa 115 MW<sub>e</sub>.



Die Anlage ist in der Lage 815 GWh<sub>e</sub> elektrische Energie pro Jahr zu erzeugen, wovon 809 GWh<sub>e</sub> für die Elektrolyse genutzt werden können. Der überschüssige Strom wird ins Netz eingespeist, wodurch etwa 140 000 EUR erwirtschaftet werden können. Die Investitionskosten betragen inklusive der Zuschläge für technische Planung, Management, Unsicherheiten, Profit etc. von 30 % insgesamt rund 670 Mio. EUR. Wie Abbildung 4-8 zu entnehmen ist, fällt mit 159 Mio. EUR der größte Teil davon für das Heliostatenfeld an. Weitere teure Komponenten sind die Türme, der Kraftwerksblock und die Elektrolyseure. Die jährliche Wasserstoffproduktion der Anlage beträgt gut 20 000 t bei Wasserstoffgestehungskosten von etwa 3,57 EUR/kg.

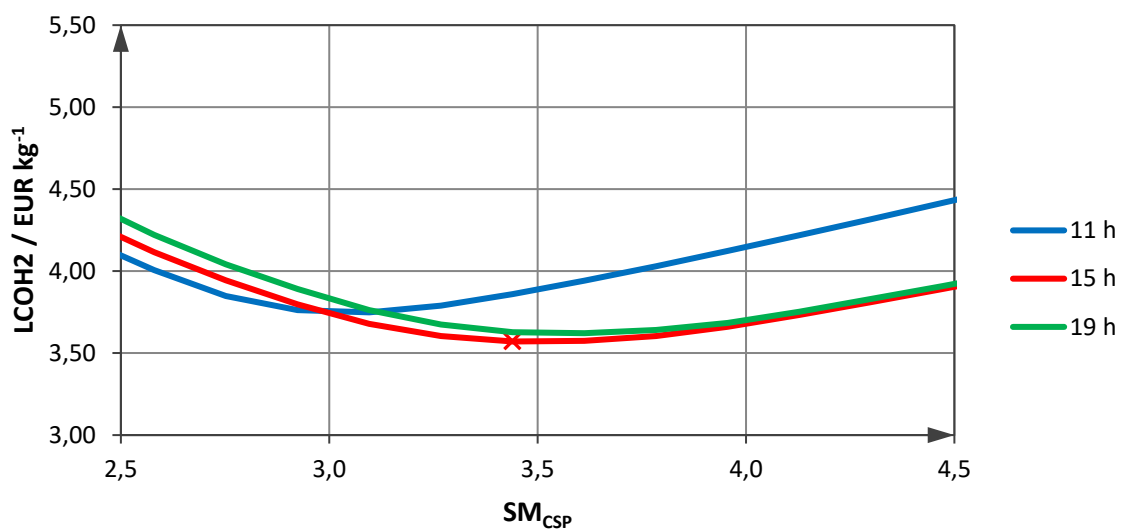


Abbildung 4-7: Variation von Speichergröße und  $SM_{CSP}$  für CSP-Partikel.

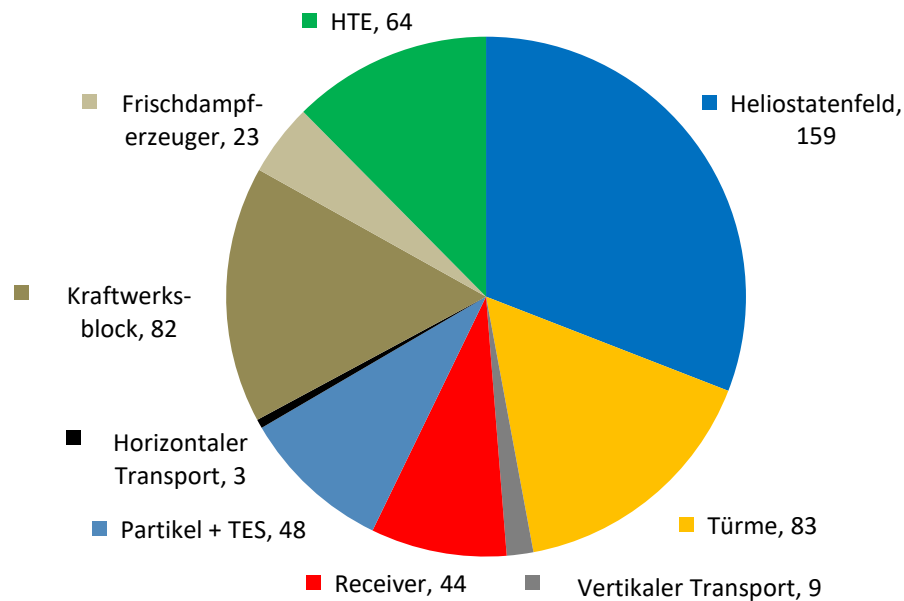
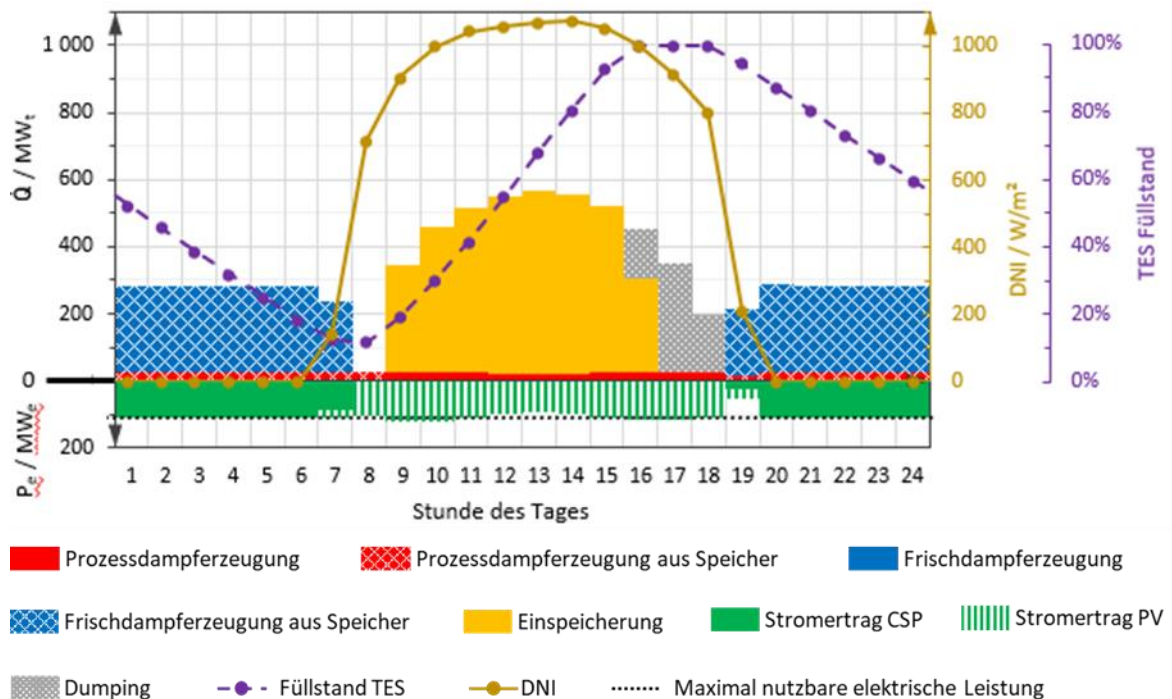


Abbildung 4-8: Verteilung der Investitionskosten für CSP-Partikel. Alle Angaben in Mio. EUR.

#### 4.2.2 PV+CSP-Partikel

Wie bei CSP-Partikel soll das Konzept zunächst anhand der Energieflüsse in Abbildung 4-9 näher erläutert werden. Der Nachtbetrieb entspricht exakt der reinen CSP-Variante: Die gespeicherte thermische Energie dient dazu, den Turbinenkreislauf anzutreiben sowie Prozessdampf zur Verfügung zu stellen. Die Speicherfüllung reicht in dieser Nacht aus, um durchgängig Volllastbetrieb vorzusehen. Mit Sonnenaufgang ist die PV in der Lage Strom zu produzieren und den Elektrolyseur mit diesem zu speisen, weshalb die Turbine abgefahren wird. Während ein kleiner Teil der thermischen Leistung der CSP-Anlage auch bei Tag direkt für die Prozessdampfherzeugung benötigt wird, kann der Großteil im TES eingespeichert werden. Ist der Speicher voll, muss weiter anfallende thermische Energie ungenutzt verworfen werden. Die PV-Anlage produziert teilweise mehr Strom als in der Elektrolyse genutzt werden kann. Diese Überschussproduktion kann in das örtliche Stromnetz eingespeist und verkauft werden. Bei Bedarf können CSP und PV, wie zum Beispiel in der siebten und 19. Stunde des abgebildeten Tages auch gleichzeitig Strom produzieren, um maximalen Wasserstoffoutput zu erreichen. Bei der näheren Betrachtung von Stunde 19 fällt auf, dass der Stromoutput nur rund 40 % des maximal nutzbaren Outputs beträgt. Der Grund hierfür liegt in der Anfahrzeit des Kraftwerksblocks. Mit einer ausgefeilteren Be-

triebsstrategie könnte dies verhindert werden indem der Kraftwerksblock früher hochgefahren wird. Nach dem Sonnenuntergang wird wieder auf Nachtmodus umgeschaltet. Strom und Wärme werden mithilfe der Speicher durch das CSP-Kraftwerk bereitgestellt.



**Abbildung 4-9: Energieflüsse des Konzepts „PV+CSP-Partikel“ im Tagesverlauf.**

Der optimale Betriebspunkt der PV+CSP-Partikel-Variante lässt sich durch Variation von Speichergröße,  $SM_{CSP}$  und  $SM_{PV}$  ermitteln. Die minimalen Wasserstoffgestehungskosten ergeben sich für eine Speichergröße entsprechend 14 h, einem  $SM_{CSP}$  von rund 2,1 und einem  $SM_{PV}$  von etwa 1,5. Die Abhängigkeit des LCOH<sub>2</sub> von diesen drei Größen ist in Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 dargestellt. Die Kapazität des thermischen Energiespeichers beträgt etwa 4 070  $MWh_t$  und ist damit ungefähr 300  $MWh_t$  kleiner als bei CSP-Partikel. Obwohl dieses CSP-System aus nur zwölf Receivern mit zugehörigem Heliostatenfeld vom selben Typ wie bei CSP-Partikel besteht, ist die Speichergröße beinahe identisch. Der Grund hierfür ist, dass die Turbine bei beiden Konzepten für den Nachtbetrieb vorgesehen ist und die hierfür benötigte Energie nur tagsüber eingespeichert werden kann. Die Speicher müssen demzufolge ähnlich groß ausfallen. Das PV-Feld weist eine Fläche von 840 000  $m^2$  auf und liefert im Auslegungspunkt knapp 160  $MW_e$ . Die Kapazität des Lithiumionenspeichers zur Pufferung beträgt etwa 16,5  $MWh_e$ . Ein vollgeladener Akku ermöglicht das Abfahren aller Elektrolyseure in den Standbybetrieb und sieht darüber hinaus einen Sicherheitszuschlag von 20 % vor.

Wie bei CSP-Partikel ist auch für PV+CSP-Partikel zu erkennen, dass die minimalen Wasserstoffgestehungskosten bei größeren  $SM_{CSP}$  liegen je größer der TES ist (siehe Abbildung 4-10). In Abbildung 4-11 ist die Abhängigkeit der Wasserstoffgestehungskosten von der Größe des TES und des  $SM_{PV}$  zu sehen, während das  $SM_{CSP}$  konstant im Optimum bei 2,1 gehalten wird. Das Minimum liegt für alle betrachteten Speichergrößen etwa bei  $SM_{PV} = 1,5$ , wenngleich eine leichte Verschiebung des Optimums zu größeren  $SM_{PV}$  für größere TES auszumachen ist. Der Grund liegt darin, dass durch einen größeren Speicher ein größerer Teil des mit PV generierten Stromes in der Elektrolyse genutzt werden kann. Der Strom kann nämlich nur verarbeitet werden, wenn auch die entsprechende Wärme für die Prozessdampferzeugung zur Verfügung steht. Im Minimum betragen die Wasserstoffgestehungskosten etwa 3,55 EUR/kg.

Mit der Anlage kann jährlich elektrische Energie in Höhe von 801 GWh<sub>e</sub> produziert werden, wovon 421 GWh<sub>e</sub> auf die CSP entfallen. Für die Elektrolyse werden 776 GWh<sub>e</sub> genutzt, was zu einer Wasserstoffproduktion von rund 19 400 t pro Jahr führt. 25 GWh<sub>e</sub> können von der Anlage nicht weiter verwertet werden und müssen ins örtliche Stromnetz eingespeist werden, wodurch gut 650 000 EUR pro Jahr erwirtschaftet werden können. Die Investitionskosten betragen ca. 636 Mio. EUR. Wie Abbildung 4-12 zu entnehmen ist, dominieren das Heliostatenfeld, die PV-Anlage, der Kraftwerksblock gefolgt von den Elektrolyseuren die Gesamtkosten.

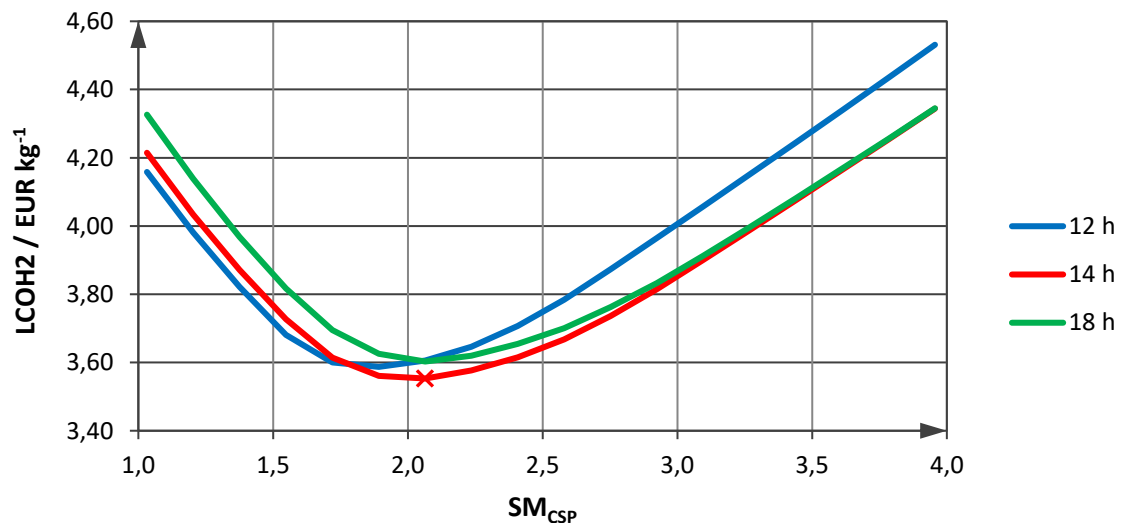


Abbildung 4-10: Variation von Speichergröße und  $SM_{CSP}$  für PV+CSP-Partikel.  $SM_{PV} = 1,5$ .

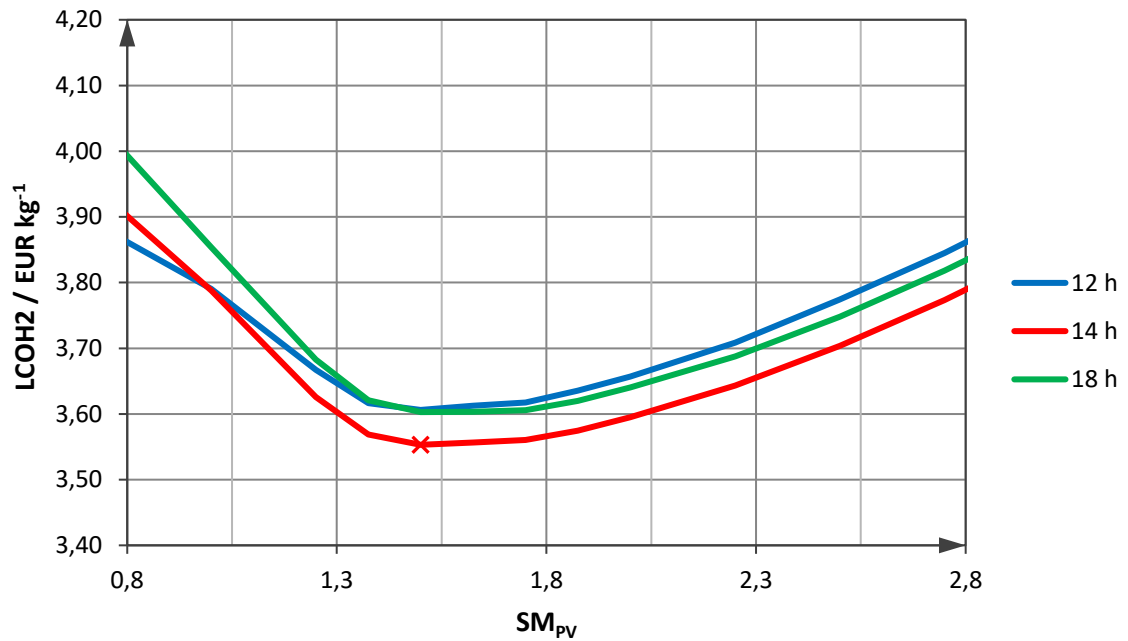


Abbildung 4-11: Variation von Speichergröße und SM<sub>PV</sub> für PV+CSP-Partikel. SM<sub>CSP</sub> = 2,1.

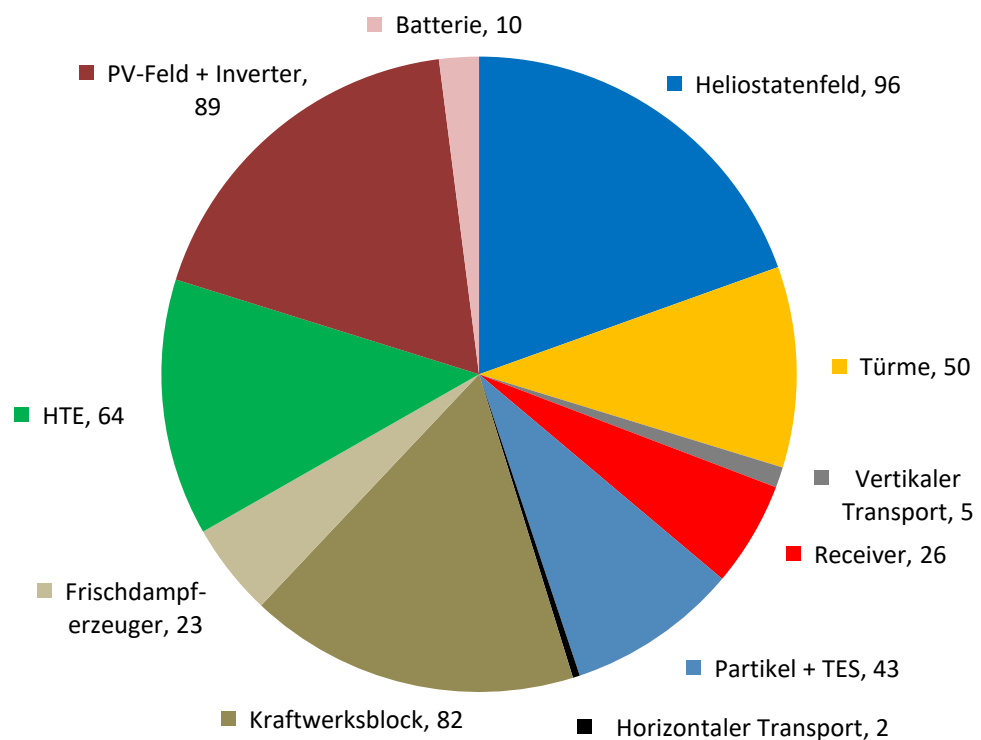


Abbildung 4-12: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel. Alle Angaben in Mio. EUR.

#### 4.2.3 PV+CST-Partikel

Bevor die optimale Auslegung beschrieben wird, soll auch bei PV+CST-Partikel zuvor ein Blick auf die Energieflüsse im Tagesverlauf in Abbildung 4-13 geworfen werden. Bis zum Sonnenaufgang kann die PV keinen elektrischen Strom generieren. Da bei dieser Variante außerdem kein Kraftwerksblock für die nächtliche Stromversorgung der Elektrolyseure vorgesehen ist, werden diese nachts mit Strom aus dem örtlichen Stromnetz im Standby betrieben. In den frühen Morgenstunden kann die CST die benötigte Wärme zur Prozessdampferzeugung noch nicht bereitstellen, da die einfallende Strahlung zunächst für die Aufheizung der Anlage benötigt wird. Die Dampferzeugung erfolgt morgens deshalb mithilfe der heißen Partikel aus dem TES. Dieser bleibt aufgrund seiner Überdimensionierung auch nach der Partikelentnahme am Morgen relativ voll. Die große Speicherkapazität kann damit erklärt werden, dass der thermische Speicher verhältnismäßig günstig ist und aus diesem Grund so ausgelegt wird, dass die Bereitstellung thermischer Energie zu beinahe keinem Zeitpunkt das limitierende Kriterium für die HTE bedeutet. Sobald die Einstrahlung intensiver ist, kann der Prozessdampf direkt mit der gesammelten Strahlung generiert werden und darüber hinaus der TES wieder befüllt werden bis er seinen maximalen Füllstand erreicht hat. Ist dies der Fall, muss überschüssige thermische Energie verworfen werden. Überschüssige elektrische Energie wird wie gehabt in das Stromnetz eingespeist.

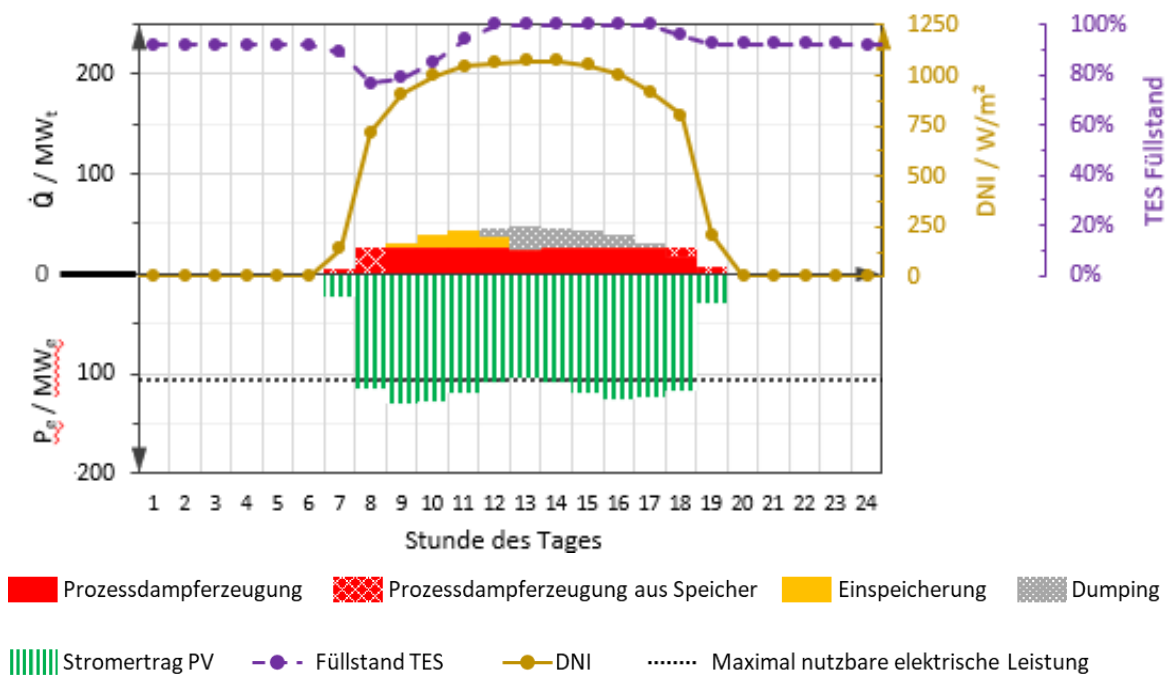


Abbildung 4-13: Energieflüsse des Konzepts „PV+CST-Partikel“ im Tagesverlauf.

Die optimale Auslegung wird auch hier durch Variation der Kapazität des TES, der Solarfeldgröße und der PV-Feldgröße ermittelt. Es zeigt sich, dass mit einem  $SM_{PV}$  von rund 1,6 kombiniert mit einem  $SM_{CSP}$  von ca. 2 und einer thermischen Speicherkapazität für 8 h die geringsten Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von 3,10 EUR/kg erzielt werden können. Der TES fällt bei PV+CST-Partikel mit ca. 200 MWh<sub>t</sub> deutlich kleiner aus als bei den zwei anderen Varianten, da hier kein Kraftwerksblock vorgesehen ist. Die gespeicherte Wärme dient daher ausschließlich der Prozessdampferzeugung. Das PV-Feld misst eine Fläche von knapp 915 000 m<sup>2</sup> und stellt im Auslegungspunkt eine elektrische Leistung von ca. 170 MW<sub>e</sub> zur Verfügung. Die Kapazität des Lithiumionenspeichers zum Glätten der Strombereitstellung beträgt wie auch bei PV+CSP-Partikel 16,5 MWh<sub>e</sub>.

In Abbildung 4-14 ist die Abhängigkeit des LCOH<sub>2</sub> von  $SM_{CST}$  und Speichergröße dargestellt. Das  $SM_{PV}$  beträgt dabei konstant 1,6. Das Minimum liegt für alle simulierten Speichergrößen bei einem  $SM_{CST}$  von ungefähr 2 und zeigt somit eine deutlich schwächere Abhängigkeit der Lage des Minimums von der TES-Dimensionierung als bei den anderen untersuchten Konzepten. Links vom Minimum verläuft die Kurve deutlich steiler als auf dessen rechten Seite. Dies kann damit erklärt werden, dass die Hochtemperaturelektrolyse sowohl Strom- als auch Wärmebereitstellung für die Wasserspaltung benötigt. Bei geringen  $SM_{CST}$  kann die Wärme häufiger in nicht ausreichendem Maße geliefert werden und limitiert die Elektrolyse. Der von der PV generierte elektrische Strom kann dann folglich nicht für die Wasserspaltung genutzt werden und muss ins Stromnetz eingespeichert werden. Durch ausbleibende Wasserstoffträge fallen die Investitionskosten stärker ins Gewicht und es ergibt sich ein steiler Kurvenverlauf links vom Minimum. Auf der rechten Seite des Minimums ist die konzentrierende Solartechnik überdimensioniert. Ein moderater Anstieg der LCOH<sub>2</sub> kommt dadurch zu Stande, dass die Elektrolyseeinheit bereits überwiegend ausgelastet ist und auch durch Überdimensionierung von Solarfeld und Receiver nur bedingt mehr Wasserstoff produziert werden kann.

Betrachtet man den LCOH<sub>2</sub> bei konstantem  $SM_{CSP}$  von 2 und Variation von  $SM_{PV}$ , ergibt sich eine ausgeprägte Parabelform, wie Abbildung 4-15 zu entnehmen ist. Für größer werdende Speicher verschiebt sich das Minimum der Parabel in Richtung größerer PV-Felder, da mit zunehmender Speichergröße auch ein größerer Teil des Stroms aus der PV-Einheit genutzt werden kann. Hintergrund ist, wie bei PV+CSP, dass sowohl Wärme- als auch Strombereitstellung die Elektrolyse limitieren.

Die PV-Module liefern über das gesamte Jahr nach Abzug von parasitären Leistungen elektrische Energie in Höhe von 416 GWh<sub>e</sub> wovon rund 376 GWh<sub>e</sub> für die Elektrolyse genutzt werden können. Die Differenz von 40 GWh<sub>e</sub> wird ins Stromnetz eingespeist und bringt ca. 1 Mio. EUR ein. Die Anlage produziert den Berechnungen zu folge knapp 9 400 t Wasserstoff zu Gestehungskosten von 3,10 EUR/kg. Die Investitionskosten belaufen sich inklusive Unsicherheiten auf rund 243 Mio. EUR, wovon etwa die Hälfte für PV-Feld und Inverter anfallen (siehe Abbildung 4-16). Während die Komponenten der CST-Anlage eher geringen Anteil an den Gesamtkosten haben, sind die Elektrolyseure der zweite dominierende Kostenfaktor dieses Konzepts.

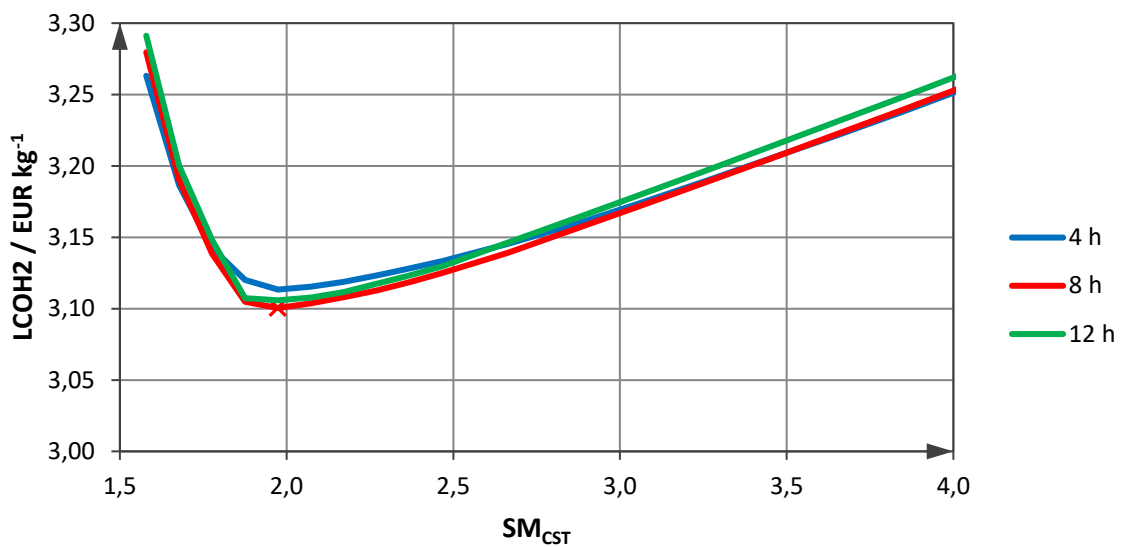


Abbildung 4-14: Variation von Speichergröße und  $SM_{CST}$  für PV+CST-Partikel.  $SM_{PV} = 1,6$ .

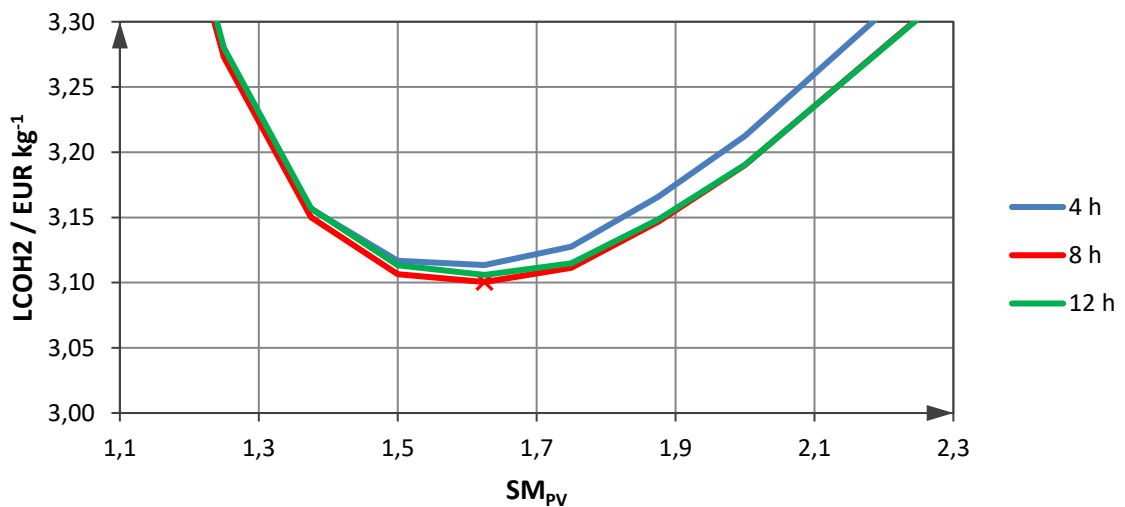
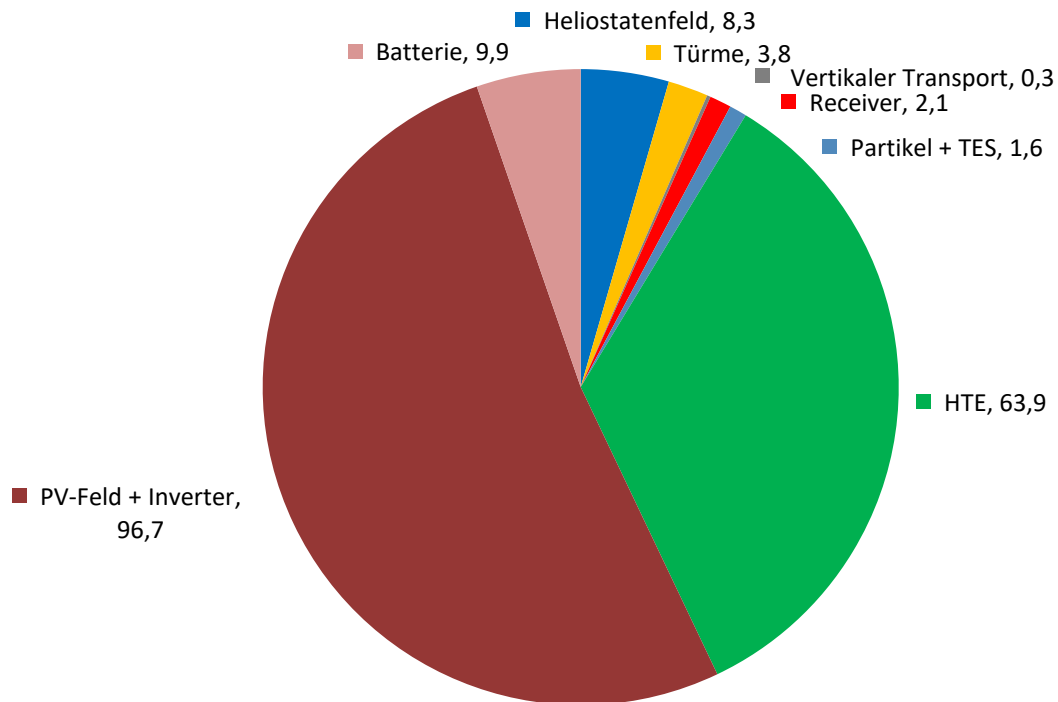


Abbildung 4-15: Variation von Speichergröße und  $SM_{PV}$  für PV+CSP-Partikel.  $SM_{CST} = 2$ .



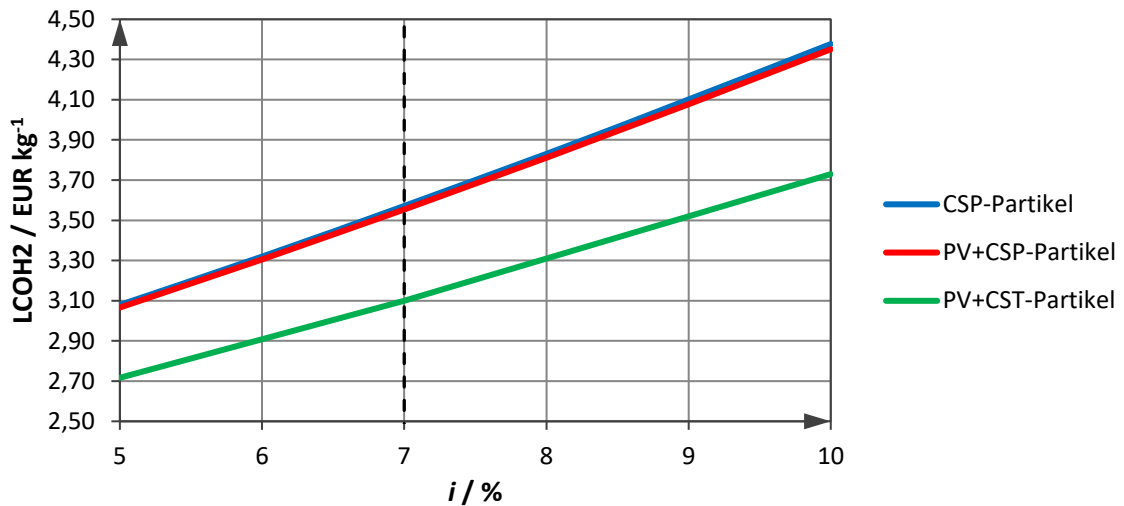


**Abbildung 4-16: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel. Alle Angaben in Mio. EUR.**

#### 4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse wird für alle Konzepte im kommerziellen Maßstab durchgeführt. Dabei wird die Abhängigkeit der Wasserstoffgestehungskosten von zwei Parametern gesondert überprüft: Dem Schuldenzinssatz und den spezifischen HTE-Investitionskosten. Beides sind Größen deren Literaturwerte teilweise stark schwanken.

In Abbildung 4-17 ist die Abhängigkeit der LCOH<sub>2</sub> vom Schuldenzinssatz dargestellt. Die vertikale, gestrichelte Linie symbolisiert die getroffene Annahme eines Zinssatzes von 7 %. Es ergeben sich nahezu lineare Verläufe unterschiedlicher Steigung. Je höher die Investitionskosten für das Gesamtprojekt sind, desto stärker die Abhängigkeit und desto steiler die Kurve. Im betrachteten Ausschnitt erzielt das Konzept PV+CST stets die geringsten LCOH<sub>2</sub>. Sie sinken für einen Zinssatz von 5 % auf etwa 2,72 EUR/kg bzw. wachsen bei einem Zinssatz von 10 % auf 3,73 EUR/kg an. Der Schuldenzinssatz hat folglich erheblichen Einfluss auf die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten und sollte beim Vergleich mit anderen Projekten stets mitbetrachtet werden.



**Abbildung 4-17: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit des Schuldenzinssatzes  $i$ .**

Die Ergebnisse der Investitionskostenvariation für die HTE werden in Abbildung 4-18 präsentiert. Es werden spezifische Kosten von 230 EUR/kW<sub>e</sub> bis 5 500 EUR/kW<sub>e</sub> untersucht, was den Grenzwerten für aktuelle und langfristige HTE-Kosten entspricht [9, 23]. Auch bei dieser Sensitivitätsanalyse ergeben sich für alle drei Konzepte näherungsweise lineare Verläufe der LCOH<sub>2</sub> mit unterschiedlichen Steigungen. Diese hängt wieder maßgeblich von der Summe der Investitionskosten ab: Je geringer die Gesamtkosten, desto größer der Einfluss des HTE-Preises. Aus diesem Grund weist die Kurve des Konzepts PV+CST die größte Steigung auf und wird für spezifische HTE-Kosten ab etwa 1 000 EUR/kW<sub>e</sub> zur teuersten Variante, während die beiden anderen Konzepte relativ flach und beinahe parallel verlaufen. Durch eine Absenkung der spezifischen Investitionskosten auf 230 EUR/kW<sub>e</sub> können mit PV+CST-Partikel die LCOH<sub>2</sub> auf 2,27 EUR/kg gesenkt werden. Nimmt man dagegen konservative Preise von 5 500 EUR/kW<sub>e</sub> an, stellt CSP-Partikel mit 8,27 EUR/kg Wasserstoff die günstigste Variante dar. Es kann also festgehalten werden, dass auch dieser Parameter massiven Einfluss auf die sich ergebenden Wasserstoffgestehungskosten hat und genau untersucht werden muss.

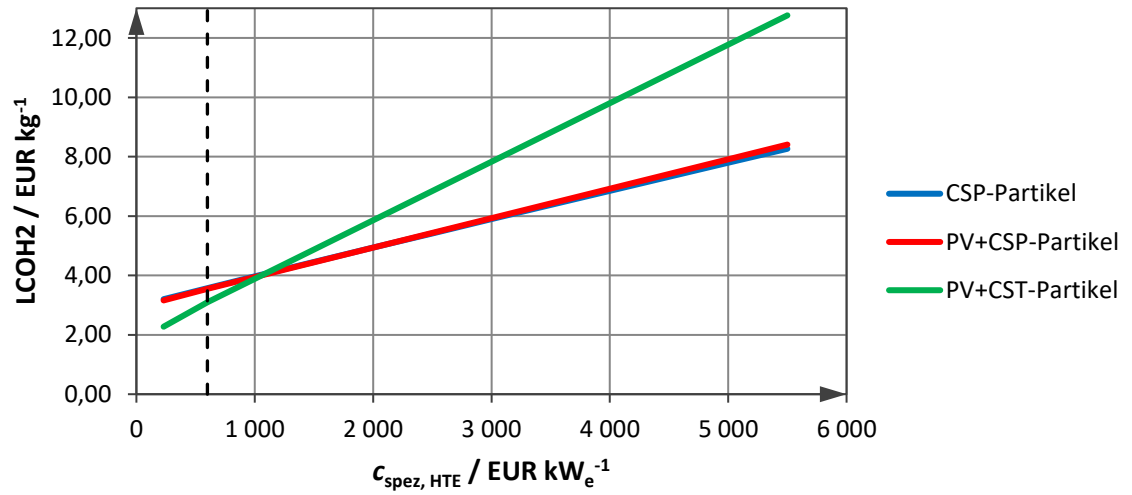


Abbildung 4-18: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der spezifischen HTE-Kosten  $c_{\text{spez, HTE}}$ .

### 4.3 Diskussion und Vergleich der Ergebnisse

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die optimale Auslegung eines jeden Konzepts dargelegt wurde, werden nun die Ergebnisse miteinander verglichen. Dabei wird vor allem auf die Anlage im 100 MW<sub>e</sub>-Maßstab eingegangen, da diese für die kommerzielle Wasserstoffproduktion geplant ist und deshalb höhere Aussagekraft besitzt. Um die Effizienz der Gesamtprozesse der drei Konzepte zu Vergleichen, wurde ein Jahreswirkungsgrad nach Gleichung (4-3) definiert. Er setzt den Heizwert des produzierten Wasserstoffs mit der jährlichen, theoretisch nutzbaren Einstrahlung auf die Heliostaten bzw. auf die PV-Module zuzüglich des elektrischen Energiebedarfs für den Standbybetrieb der Elektrolyseure ins Verhältnis. Dass hierbei im Nenner verschiedene Energien addiert werden, wird akzeptiert, da der Term der elektrischen Energie für den Standbybetrieb ohnehin lediglich einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf den Jahreswirkungsgrad besitzt.

$$\eta_{\text{ges}} = \frac{m_{\text{H}_2} * H_{i, \text{H}_2}}{A_{\text{CSP, CST}} * DNI_a + A_{\text{PV}} * \Phi_a + W_{\text{el, Standby}}} \quad (4-3)$$

$m_{\text{H}_2}$ : jährlich produzierte Masse Wasserstoff,  $H_{i, \text{H}_2}$ : Heizwert Wasserstoff,  $A_{\text{CSP, CST}}$ : Heliostatenfläche der CSP- bzw. CST-Anlage,  $DNI_a$ : jährliche flächenbezogene Direktnormalstrahlung,  $A_{\text{PV}}$ : Fläche aller PV-Module,  $\Phi_a$ : jährliche flächenbezogene Einstrahlung

Eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse wird in Tabelle 4-1 präsentiert. Zunächst fällt auf, dass die Varianten CSP-Partikel und PV+CSP-Partikel mit rund 20 000 t mehr als die doppelte Wasserstoffmenge wie PV+CST-Partikel mit rund 9 500 t pro Jahr produzieren. Die Ursache hierfür liegt darin, dass das Konzept PV+CST-Partikel im Gegensatz zu den anderen beiden ausschließlich bei Sonnenschein Strom für die Elektrolyse bereitstellen kann jedoch gleichzeitig mit derselben Anzahl an HTE-Einheiten ausgestattet ist. Folglich kann nur etwa die halbe Wasserstoffmenge produziert werden.

Betrachtet man die konzentrierende Solartechnik, erkennt man, dass die kombinierte Receiverleistung der CSP-Partikel-Variante mit 1 000 MW<sub>t</sub> knapp doppelt so hoch ist, wie bei PV+CSP-Partikel, wo diese 600 MW<sub>t</sub> beträgt. Dies kann damit begründet werden, dass der Kraftwerksblock bei CSP-Partikel rund um die Uhr läuft, während er bei PV+CSP-Partikel lediglich für den Nachtbetrieb vorgesehen ist. Aus diesem Grund sind auch die TES-Einheiten dieser Varianten ähnlich groß. Die Receiverleistung des Konzepts PV+CST-Partikel fällt mit 50 MW<sub>t</sub> gegenüber den anderen beiden Varianten deutlich ab, da die konzentrierende Solartechnik hier ausschließlich für die Bereitstellung von Prozesswärme genutzt

wird. Das  $SM_{CST}$  beträgt bei dieser Variante mit 2 dennoch einen eher hohen Wert, da sich die Bezugsgröße ändert (siehe Gleichung (4-1),  $\dot{Q}_{Turbine,AP} = 0$ ). Der TES von PV+CSP-Partikel bedarf ebenfalls einer deutlich geringeren Größe, da die thermische Energie lediglich für den Elektrolyseurbetrieb in den Morgen- und Abendstunden aus dem Speicher kommen muss.

Der Einsatz von PV ist nur für zwei der drei Konzepte geplant. Sowohl bei PV+CSP-Partikel als auch bei PV+CST-Partikel soll diese während der Tagesstunden elektrischen Strom liefern. Aus diesem Grund ist die PV-Leistung im Auslegungspunkt bei beiden Varianten ähnlich. Sie fällt bei PV+CSP-Partikel dennoch etwas geringer aus, da die PV hier in den Morgen- und Abendstunden durch die Leistung des Kraftwerksblocks unterstützt werden kann.

**Tabelle 4-1: Ergebnisübersicht der detaillierten Modellierung der kommerziellen Anlage.**

	CSP-Partikel	PV+CSP-Partikel	PV+CST-Partikel
<b>Elektrolyseur</b>			
Anzahl EL	111		
Strombedarf EL / kW <sub>e</sub>	960		
Wärmebedarf EL / kW <sub>t</sub>	228		
Dampfparameter EL	144 °C, 4 bar <sub>a</sub>		
produzierte Wasserstoffmenge / t	20 229	19 409	9 395
<b>Konzentrierende Solartechnik</b>			
$SM_{CSP}$	3,4	2,1	2,0
Receiverleistung im AP / MW <sub>t</sub>	50		
Anzahl Turmsysteme	20	12	1
<b>PV</b>			
$SM_{PV}$	-	1,5	1,6
PV Leistung im AP / MW <sub>e</sub>	-	160	170
<b>thermischer Speicher</b>			
Speicherdauer / h <sub>volllast</sub>	15	14	8
Kapazität / MWh <sub>t</sub>	4 360	4 070	203
<b>Kraftwerksblock</b>			
Brutto Kraftwerksblock Output AP / MW <sub>e</sub>	114		-
<b>Ökonomie</b>			
Gesamtinvestitionsaufwand / Mio. EUR	515	489	187
Jährliche Gesamtkosten / Mio. EUR	72,2	69,0	29,1
Erlös durch Überschussstrom / Mio. EUR	0,1	0,7	1,1
<b>LCOH<sub>2</sub> / EUR kg<sup>-1</sup></b>	<b>3,57</b>	<b>3,55</b>	<b>3,10</b>
<b>Jahreswirkungsgrad</b>	<b>12,5 %</b>	<b>10,7 %</b>	<b>9,4 %</b>

AP: Auslegungspunkt

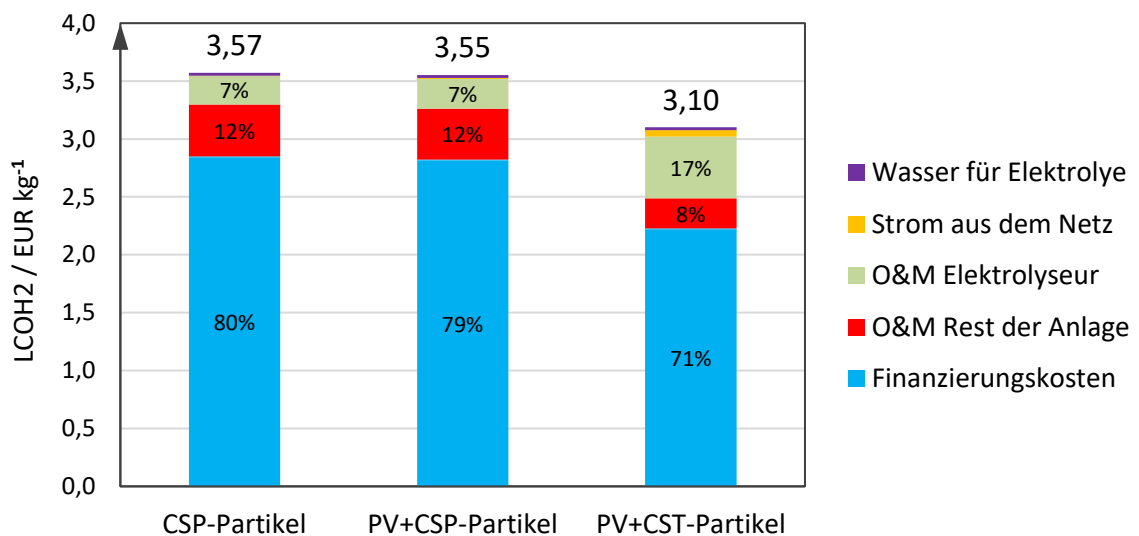
Die günstigsten Wasserstoffgestehungskosten weist mit 3,10 EUR/kg das Konzept PV+CST-Partikel auf obwohl es der ineffizienteste Prozess ist. Die Hauptursache liegt darin, dass für diese Variante mit etwa 187 Mio. EUR nur rund 1/3 der Investitionskosten der anderen Varianten anfallen. Wie in Tabelle 4-2 zu erkennen ist, sinken dadurch die jährlichen Kosten für Finanzierung sowie O&M erheblich. Die Kosten durch den erhöhten Stromverbrauch aufgrund des nächtlichen Standbybetriebs betragen mit 0,5 Mio. EUR zwar mehr als doppelt so viel wie bei den beiden anderen Konzepten, fallen jedoch gegenüber den übrigen Kostenfaktoren kaum ins Gewicht. Die beiden Konzepte CSP-Partikel und PV+CSP-Partikel erzielen mit 3,57 EUR/kg bzw. 3,55 EUR/kg beinahe identische LCOH<sub>2</sub>. Sie sehen jeweils deutlich größere Einheiten der energetisch etwas effizienteren aber in der Anschaffung teuren konzentrierenden Solartechnik vor. So kann der Gesamtwirkungsgrad der Anlagen gesteigert werden, je höher der CSP-Anteil an bereitgestellter Energie ist, jedoch werden gleichzeitig die Investitionskosten in die Höhe getrieben.

Alle drei Konzepte sehen die Einspeisung von Überschussstrom in das Stromnetz vor. Bei der Variante CSP-Partikel treten nur sehr wenige Stromspitzen über die in der Elektrolyse nutzbare Leistung hinaus auf, da der Kraftwerksblock genau für diese Leistung ausgelegt wurde. Aus diesem Grund können lediglich rund 100 000 EUR pro Jahr aus Stromverkäufen generiert werden. Bei den Konzepten, welche die Photovoltaik berücksichtigen, tritt je nach PV-Feldgröße vermehrt Stromüberproduktion auf. Da bis auf den Lithiumionenpuffer keine weitere Speicherung elektrischer Energie geplant ist, wird diese in das Stromnetz eingespeist. Höhere Erträge aus Stromverkäufen sind die Folge. So können bei PV+CSP-Partikel und PV+CST-Partikel etwa 0,7 bzw. 1,1 Mio. EUR jährlich erwirtschaftet werden. Im Verhältnis zu den jährlichen Ausgaben sind dies jedoch kleine Beträge, welche in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur eine Nebenrolle spielen.

**Tabelle 4-2: Jährliche Kosten und Einkünfte. Die Kosten werden für die LCOH<sub>2</sub>-Berechnung berücksichtigt, die Einkünfte gesondert betrachtet. Alle Angaben in Mio. EUR/a.**

Jährliche Kosten und Einkünfte	CSP-Partikel	PV+CSP-Partikel	PV+CST-Partikel
Finanzierung	57,5	54,6	20,8
Land	0,2	0,2	0,1
O&M	9,0	8,5	2,5
O&M Elektrolyseur inkl. Stackaustausch	5,0	5,0	5,0
Offline Stromkonsum	0,04	0,2	0,5
Wasser für Elektrolyse	0,5	0,5	0,2
Einkünfte für eingespeisten Strom	0,1	0,7	1,1

In Abbildung 4-19 wird die Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten dargestellt. Klar dominierend sind für alle Konzepte mit einem Anteil von 70 – 80 % die Finanzierungskosten, welche sich aus dem Investment ergeben. Der verbleibende Teil ergibt sich vor allem aus den O&M-Kosten für die Elektrolyseure sowie den Rest der Anlage. Für die Elektrolyseeinheit betragen die absoluten O&M-Kosten stets den gleichen Wert. Da die Finanzierungskosten beim Konzept PV+CST-Partikel jedoch geringer ausfallen, stellen O&M-Kosten hier mit 17 % einen größeren Anteil dar. Die Verbindlichkeiten für Strom aus dem Stromnetz und Wasser für die Elektrolyse machen für alle Konzepte nur einen sehr kleinen Teil aus.



**Abbildung 4-19: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten für alle drei modellierten Konzepte.**

Es ist weiterhin festzuhalten, dass die durchgeführten Jahresertragsberechnungen auf Annahmen für Kosten- und Performancedaten basieren. Es handelt sich dabei um Literaturwerte oder Daten aus anderen Projekten, welche nicht zwingend 1:1 auf dieses Projekt übertragen werden können. Die ermittelten Wasserstoffgestehungskosten stellen aus diesem Grund Richtwerte und keine auf den Cent belastbaren Zahlen dar.

Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse belegt, dass die berechneten LCOH2 stark von einzelnen Inputparametern abhängen können. So führt eine Variation des Schuldenzinssatzes von 7 % auf 5 % je nach Konzept zu einer Reduktion der LCOH2 um bis zu 14 %, während ein Anstieg des Schuldenzinssatzes auf 10 % die Wasserstoffgestehungskosten um maximal 23 % steigen lässt. Ändert man die spezifischen Investitionskosten für die HTE von ursprünglich 600 EUR/kW<sub>e</sub>, ergibt sich ebenfalls eine eklatante Entwicklung der LCOH2. Im

Falle der günstigeren Elektrolyseurkosten von 230 EUR/kW<sub>e</sub> kann eine Senkung der Wasserstoffgestehungskosten von bis zu 27 % beobachtet werden, während eine Erhöhung auf 5 500 EUR/kW<sub>e</sub> diese um bis zu 312 % ansteigen lässt. Es ist hierbei anzumerken, dass PV+CST-Partikel bei der Verwendung von aktuell in der Literatur typischen spezifischen HTE-Kosten von 2 500 – 4 800 EUR/kW<sub>e</sub> nicht länger das günstigste Konzept darstellt. Die steigenden Investitionskosten für die Elektrolyse fallen bei diesem Konzept stärker ins Gewicht, da die Gesamtkosten geringer ausfallen. Dies führt dazu, dass im genannten Preissegment das Konzept PV+CSP-Partikel die günstigsten Wasserstoffgestehungskosten erzielen kann.

Durch Kombination eines niedrigen Schuldenzinssatzes mit günstigeren Investitionskosten für die HTE und eventuelle Anpassung weiterer Kostendaten könnten die erzielbaren LCOH<sub>2</sub> noch weiter gesenkt werden. Die Sensitivitätsanalyse zeigt außerdem die Chance auf, dass langfristig durch positive Veränderungen kritischer Inputparameter deutlich günstigere LCOH<sub>2</sub> möglich sein könnten. Es lässt sich demzufolge festhalten, dass aufgrund des sensiblen Zusammenhangs einzelner Eingangsgrößen mit den resultierenden LCOH<sub>2</sub> diese für verlässliche Aussagen stets genau beobachtet und validiert sein müssen.

Die in der Fachliteratur genannten Gestehungskosten für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien weisen teilweise starke Schwankungen auf. IRENA (International Renewable Energy Agency) berechnet in [67] beispielsweise LCOH<sub>2</sub> von 4,2 – 5,8 USD/kg für das Jahr 2017 und schätzt bis 2030 eine Kostenreduktion auf 2,5 – 4,1 USD/kg ab. Die IEA geht gegenwärtig von 1,5 – 3 USD/kg Wasserstoff aus und schätzt für Nordchile ein langfristiges Potential für grünen Wasserstoff in Höhe von weniger als 1,6 USD/kg ab [23]. Während in [68] für Kombinationen von PV oder CSP mit PEMEL und AEL Wasserstoffgestehungskosten zwischen 2,20 USD/kg und 4,62 USD/kg berechnet werden, wird hier Tractebel zu Vergleichszwecken mit LCOH<sub>2</sub> von 1,8 bis 3,0 USD/kg für das Jahr 2023 in Chile zitiert [69]. In [9] wird eine Tabelle veröffentlicht in der LCOH<sub>2</sub> je nach LCOE, Lastfaktor und Elektrolyseurinvestitionskosten nachgeschlagen werden können. Für 20 – 30 USD/MWh<sub>e</sub> und einem Lastfaktor von 30 %, was ungefähr aus PV gewonnenem Strom in Chile entspricht, werden LCOH<sub>2</sub> von 2 – 3 USD/kg abgeschätzt [68]. Umlaut berichtet in [70] von Gestehungskosten von 3,60 – 3,80 EUR/kg für grünen Wasserstoff aus Chile.

Die für das günstigste Konzept PV+CST-Partikel berechneten Wasserstoffgestehungskosten von 3,10 EUR/kg liegen damit im Mittelfeld der in der Literatur genannten Werte. Problematisch sind die häufig unbekannten unterschiedlichen Annahmen und Bedingungen,



die hinter den genannten Literaturwerten stecken. Es handelt sich außerdem jeweils um theoretisch berechnete Werte und nicht um reale Daten aus der Praxis. Aus diesem Grund sind diese nur bedingt vergleichbar. Der Preis von 3,10 EUR/kg für PV+CST scheint unter diesem Blickwinkel realistisch und wettbewerbsfähig.

Die Anlagen im Demonstrationsmaßstab erzielen deutlich höhere Wasserstoffgestehungskosten als die kommerziellen Systeme. Hauptursache hierfür ist der Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks, welcher mit rund 22 % deutlich unter dem der kommerziellen Anlagen von 43 % liegt. Dadurch wird verhältnismäßig erheblich mehr thermische Energie für die Stromerzeugung benötigt, sodass die Komponenten der konzentrierenden Solartechnik hochskaliert werden müssen. Es werden außerdem höhere spezifische Kosten für den Kraftwerksblock und den HTE angesetzt. Da das Pilotprojekt jedoch vor allem die Machbarkeit des Vorhabens demonstrieren soll, sind die LCOH<sub>2</sub> nicht so bedeutend wie für das kommerzielle System.

## 5 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Masterarbeit war die techno-ökonomische Systemanalyse der Hochtemperatur-elektrolyse mittels konzentrierender Solartechnik, PV und Windenergie. Es wurde ein Standort in der Antofagasta-Region im Norden Chiles für die Realisierung des Projekts ausgewählt. Zunächst sollten mehrere Prozesskonzepte zur Realisierung der Kombination der HTE mit erneuerbaren Energieträgern definiert werden. Nach einem mehrstufigen Vorauswahlprozess wurden die drei Varianten „CSP-Partikel“, „PV+CSP-Partikel“ und „PV+CST-Partikel“ sowohl als Demonstrationsprojekt ( $\sim 1 \text{ MW}_e$ ) als auch im kommerziellen Anlagenmaßstab ( $\sim 100 \text{ MW}_e$ ) eingehend modelliert und bewertet. Hierfür wurde das Exceltool „Ecostar“ neu strukturiert, um eine PV-Einbindung ergänzt und an die Anforderungen der gleichzeitigen Strom- und Wärmebereitstellung für die HTE angepasst.

Die Jahresertragsberechnung im kommerziellen Maßstab liefert für die Konzepte CSP-Partikel, PV+CSP-Partikel und PV+CST-Partikel mittlere Wasserstoffgestehungskosten von 3,57 EUR/kg, 3,55 EUR/kg bzw. 3,10 EUR/kg. Diese liegen im Mittelfeld der in der Literatur genannten Gestehungskosten für elektrolytisch produzierten Wasserstoff aus der Kombination mit regenerativen Energieträgern. Die Konzepte können dementsprechend vermutlich gewinnbringend betrieben werden, wenngleich LCOH<sub>2</sub>-begünstigende Weiterentwicklungen die Rentabilität steigern würden. Die günstigste untersuchte Variante besteht aus einer Kombination von PV, welche den Strom für die HTE liefert, und einem Partikel-Turm-System konzentrierender Solartechnik zur Prozessdampferzeugung. Dieses System kann nur tagsüber Wasserstoff produzieren und wird bei Nacht mit Strom aus dem örtlichen Stromnetz im Standby betrieben.

Eine Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass die LCOH<sub>2</sub> stark von den einzelnen verwendeten Inputparametern abhängen und durch deren wohlwollende Variation im günstigsten Fall auf 2,27 EUR/kg gesenkt werden können. Der empfindliche Zusammenhang macht deutlich, dass die Inputgrößen für verlässliche Berechnungen stets genau geprüft werden müssen. Gleichzeitig wird aufgezeigt, dass beispielsweise eine zukünftige Reduktion der Investitionskosten wie etwa den spezifischen HTE-Kosten eine große Chance für günstige Wasserstoffproduktion darstellt. Es wird außerdem deutlich, dass das Konzept PV+CST-Partikel bei heute typischen HTE-Investitionskosten von etwa 2 500 – 4 800 EUR/kW<sub>e</sub> nicht weiter die günstigste der verglichenen Varianten ist. In diesem Bereich erzielen die Konzepte CSP-Partikel und PV+CSP-Partikel geringere, ungefähr identische Wasserstoffgestehungskosten.

Bei der techno-ökonomischen Analyse der Anlagen im Demonstrationsmaßstab werden deutlich höhere Wasserstoffgestehungskosten als für die kommerzielle Anlage ermittelt. Aufgrund des geringeren Kraftwerksblock-Wirkungsgrades muss die konzentrierende Solartechnik verhältnismäßig für größere Leistungen ausgelegt werden. Dies führt dazu, dass die Investitionskosten in die Höhe getrieben werden. Es werden infolge der geringeren elektrischen Leistung außerdem höhere spezifische Investitionskosten für den Kraftwerksblock und die HTE verwendet.

Auf der Grundlage des in dieser Arbeit entwickelten Jahresertragsberechnungstool könnte in weiterführender Forschung angeknüpft werden indem weitere Konzeptideen simuliert werden. So erzielten beispielsweise in der techno-ökonomischen Vorbetrachtung in Kapitel 3.4 einige Prozesskonzepte günstigere Wasserstoffgestehungskosten als die für die detaillierte techno-ökonomische Bewertung ausgewählten Varianten. Dies liefert Grund zur Annahme, dass durch diese Weiterentwicklungen auch bei der ausführlichen Jahresertragsberechnung geringere LCOH<sub>2</sub> berechnet werden könnten. Das Excelprogramm kann außerdem mit überschaubarem Aufwand für die LCOE-Berechnung reiner Partikelsysteme zur Stromgewinnung umgestellt werden. Es bietet demnach die Basis für vielfältige zukünftige Weiterverwendung.

Eine andere Stellschraube zur Effizienzsteigerung bietet die PV. Durch den Einsatz bifazialer PV-Module, welche sich nach und nach einen größer werdenden Marktanteil sichern, kann möglicherweise elektrischer Strom noch kostengünstiger zur Verfügung gestellt werden. Ob die Technologie für diesen Anwendungsfall techno-ökonomische Vorteile mit sich bringt, kann Gegenstand weiterer Forschungen sein.

Es soll in weiteren Untersuchungen außerdem geprüft werden, ob eine Modifikation des Hochtemperaturelektrolyseurs Vorteile bietet. Aufgrund der aktuellen Dampfteiltemperatur von lediglich 144 °C kann das Potential der konzentrierenden Solartechnik nicht voll ausgeschöpft werden. Die verwendeten Partikelsysteme bieten die Möglichkeit Wärme bei bis zu 1 000 °C bereitzustellen. Wenn die Betriebsparameter der Elektrolyseeinheit dahingehend geändert werden könnten, dass der Prozessdampf bei einer deutlich höheren Temperatur zugeführt wird und im Gegenzug elektrische Energie eingespeichert werden kann, wird dies eventuell zu effizienteren Kombinationen der konzentrierenden Solartechnik mit der HTE führen.

Eine weitere Idee zur Optimierung des Prozesses ist die Realisierung eines Standby-Betriebs der HTE mithilfe eines TES. Anstelle einer elektrischen Heizung könnte die gespeicherte thermische Energie dafür genutzt werden, den Elektrolyseur auf dem benötigten Temperaturniveau zu halten. So könnte der Zukauf von elektrischer Energie aus dem Stromnetz minimiert werden. Das Kosteneinsparungspotential dieser Weiterentwicklung wird aber eher als gering eingestuft, da der Anteil an den Wasserstoffgestehungskosten für zugekauften Strom bei allen Varianten nur einen sehr kleinen Teil ausmacht.

In dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass in der Antofagasta-Region im Norden Chiles mit der Hochtemperaturelektrolyse durch geschickte Kombination erneuerbarer Energieträger grüner Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen produziert werden kann. Durch zukünftige Forschungen und Entwicklungen können die Wasserstoffgestehungskosten vermutlich weiter gesenkt werden und der Prozess noch wirtschaftlicher gestaltet werden. So kann hoffentlich schon in naher Zukunft ein größerer Teil der weltweiten Wasserstoffproduktion nachhaltig erfolgen.

## Anhang

### Inhaltsverzeichnis über den Anhang

- I. Ergänzende Tabellen
- II. Betrachtung der Potentialabschätzung

#### I. Ergänzende Tabellen

**Tabelle 0-1: Inputparameter und Annahmen für thermodynamische Vorbetrachtung des Turbintyps.**

Inputparameter	Wert	Quelle
$P_{\text{Elektrolyse}} / \text{kW}_e$	960	[59]
$\dot{Q}_{\text{Prozesswärme}} / \text{kW}_t$	228	[59]
$T_{\text{Frischdampf}} / ^\circ\text{C}$	450	[71]
$p_{\text{Frischdampf}} / \text{bar}_a$	30	[71]
$\eta_{s,\text{Turbine}}$	70%	[60]
$\eta_{s,\text{Pumpe}}$	70%	[60]
$\eta_{\text{el, Gen}} \bullet \eta_{\text{mech}}$	96%	[60]
$p_{\text{Aus}} / \text{bar}_a$	0,18	[71]
$m_{\text{Prozessdampf}} / \text{kg/h}$	307	[59]
Erlaubter Pinch Point im Prozessdampfzeuger / K	5	[71]
Isobare Wärmeübertragung		[60]
Temperatur nach Kondensator 5 K unter Kondensations-temperatur		[60]

Tabelle 0-2: Performancedaten für technische und techno-ökonomische Vorbetrachtung.

Komponente		$\eta$ / %	Jahr	Quelle
Heliostatenfeld	Auslegungspunkt	73,5	2020	[60]
	jährlich	52,7	2020	
Parabolrinne	Auslegungspunkt	77,0	2018	[72]
	jährlich	70,0	2003	Abschätzung basierend auf Effizienz im Auslegungspunkt nach: [73]
Parabolrinne Direktverdampfungssystem	Auslegungspunkt	89,7	2020	[37]
	jährlich	79,5	2003	[74]
Turmreceiver Direktverdampfungssystem	Auslegungspunkt	92,4		[75]
	jährlich	89,0		Abschätzung anhand des Verhältnisses für Partikelreceiver
Receiver Partikel	Auslegungspunkt	90,0	2020	[60]
	jährlich	86,7	2020	
TES Ruths	durchgängig	100,0	2020	[60]
TES Partikel	durchgängig	100,0	2020	[60]
Kraftwerksblock netto	Auslegungspunkt	43	2018	[49]
	jährlich	40,4		Abschätzungsrechnung basierend auf Effizienz im Auslegungspunkt nach [60]
Lithiumionenspeicher	durchgängig	90,0	-	[65]
PV	Auslegungspunkt	19,0	2020	[76]
	jährlich	17,3	2020	
Inverter	Auslegungspunkt	98,4	2020	[77]
	jährlich	97,8	2020	
Elektrischer Dampferzeuger	durchgängig	99,0	-*	In Abstimmung mit [60]*
Elektrischer Heizer	durchgängig	99,0	-*	In Abstimmung mit [60]*
$\eta_{\text{dump}}^*$	durchgängig	98,0	2016	[78]

\*: Zu diesen Komponenten konnten keine passenden Performancedaten ermittelt werden. Es wird deshalb ein Wirkungsgrad angenommen.

\*\*: Dumpingwirkungsgrad berücksichtigt nicht nutzbare thermische Energie aufgrund von zu niedrigem/hohen Strahlungseingang am Receiver oder vollen Speichern

## Anhang

**Tabelle 0-3: Kostendaten für techno-ökonomische Vorbetrachtung.**

Komponente	Kostenfunktion	Einheit	Bezugsgröße	Jahr	Quelle
Hochtemperaturelektrolyse	600	EUR/kW <sub>e</sub>	Elektrische Leistung	2020	[59]
Heliostatenfeld	100	EUR/m <sup>2</sup>	Reflektierende Fläche	2019	[49]
Parabolrinne	400	EUR/m <sup>2</sup>	Reflektierende Fläche	2018	[72]
Turm DSG	$\frac{600\,000 + 17,72 * h^{2,392}}{1,6}$	EUR	Turmhöhe $h$	2009	[71]
Turm Partikel	$1\,767\,767 * \exp(6,931 * 10^{-3} * h)$	EUR	Turmhöhe $h$	2019	[49]
vertikaler Transport	$425\,000 * \left(1 + k_T \frac{T_l - T_{l,0}}{T_{l,0}}\right) * \left(1 + k_m * \frac{\dot{m} - \dot{m}_0}{\dot{m}_0}\right) * \left(1 + k_H \frac{H_l - H_{l,0}}{H_{l,0}}\right)$ Mit $k_T = 0,1$ ; $k_m = 0,5$ ; $k_H = 0,2$	EUR	Turmhöhe $H$ , Partikelmassenstrom $\dot{m}$ , Partikeltemperatur $T$	2019	[49]
horizontaler Transport	$280\,000 * \frac{N}{2}$	EUR/Truck	Anzahl Türme $N$	2019	[49]
Receiver DSG	$48\,800\,000 * \left(\frac{A}{1\,110}\right)^{0,7}$	USD	Receiverapertur $A$ in m <sup>2</sup>	2020	[79]
Receiver Partikel	$70\,000 * A_{Ap} + A_{r,is} * C_{A,sp,is}$	EUR	Receiverapertur $A_{Ap}$ , isolierte Receiverfläche $A_{r,is}$ , spez. Kosten isolierte Fläche $C_{A,sp,is}$	2019	[49]
TES Ruths Speicher	200	EUR/kWh <sub>t</sub>	Kapazität	2020	[80]
TES Partikel	$A_{stc} * C_{Asp,is}(T_{heiß}) + A_{stc} * C_{Asp,is}(T_{kalt})$ Wobei $C_{Asp,is}(T) = 1000 * (1 + f_{ins} \frac{T-600}{400})$ Mit $f_{ins} = 0,3$	EUR/m <sup>2</sup>	Speichertemperatur $T$ , Behälteroberfläche $A_{stc}$	2019	[49]
Partikel	$1,1 * m_{stor} * c_{sp,part}$ Mit $c_{sp,part} = 1 \text{ EUR/kg}$	EUR	Partikelmasse $m_{stor}$ , spez. Partikelkosten $c_{sp,part}$	2019	[49]
Dampfkraftwerksblock ohne Dampferzeuger	700	EUR/kW <sub>e</sub>	Brutto Stromproduktion	2019	[49]

## Anhang

Dampferzeuger Kraftwerksblock	$128\,122 * A_{HX}^{0,66}$	EUR	Wärmeübertragungsfläche $A_{HX}$	2019	[49]
Dampferzeuger Elektrolyse	aus Matches Datenbank				[81]
Batterie	15	Mio. EUR / 25 MWh <sub>e</sub>	Kapazität	2020	[62]
PV	650	USD/kW <sub>p</sub>	Peakleistung	2019	[82]
Electric SG	0	EUR/kW <sub>e</sub>		-*	-*
Electric Heater (Partikel)	0	EUR/kW <sub>e</sub>		-*	-*
Zinssatz	8	%			[60]
Lebensdauer CSP	20	Jahre			[60]

\*: Zu diesen Komponenten konnten keine passenden Kostendaten ermittelt werden. Sie werden deshalb in der Vorbetrachtung als kostenlos gewertet.



**Tabelle 0-4: Technische Daten des verwendeten PV-Moduls [76].**

<b>Name: Longi LR4-72-HBD425M</b>	
Nennleistung / $W_p$	425
Nennspannung / V	41
Nennstromstärke / A	10,37
Leerlaufspannung/ V	49,4
Kurzschlussstromstärke / A	11,02
Füllfaktor	0,781
Nennwirkungsgrad	19 %
Abmessungen / m	2,131 x 1,052
Fläche / $m^2$	2,24181
Masse / kg	29,5
Nennstrahlung $W/m^2$	1000
Nenntemperatur $^{\circ}C$	25

**Tabelle 0-5: Technische Daten des verwendeten Inverters [77].**

<b>Name: SMA Sunny Central 1000CP XT</b>	
Nennleistung Gleichstrom / $kW_e$	1017
Nennleistung Wechselstrom / $kW_e$	1000,7
Maximale Leistung Gleichstrom / $kW_e$	1122
Minimale Spannung Gleichstrom / V	688
Maximale Spannung Gleichstrom / V	1000
Maximale Stromstärke Gleichstrom / A	1635
Nennwirkungsgrad	98,4 %

## Anhang

**Tabelle 0-6: Inputdaten für die Jahresertragsberechnung des Demonstrationssystems mit Ecostar.**

	CSP-Partikel	PV+CSP-Partikel	Einheit	Kommentar	Quelle
Inputdaten					
Standort	Crucero II substation / Antofagasta region / Chile				
Längengrad	-69,57		°E	Westen negativ	
Breitengrad	-22,27		°N		
Zeitzone	-4		E(+)		
DNI Auslegungspunkt	1115		W/m²	21.09.2012	
Zeitauflösung	1		H		
Jahr der Wetterdaten	2012/2013		-		
Berechnung in Lokaler Standardzeit oder Solarzeit	1		-	1=LST, 2=Solar Time	
Heliostatenfeld					
Fläche eines Heliostats	16		m²		[66]
Mittlere Reflektivität	87%		-		[66]
Schwellenwinkel Für Sonnenauf-/untergang	0		°	Mindestsonnenhöhe über dem Horizont zur Definition von Sonnenauf- und untergang	
Optische Effizienz Heliostatenfeld Auslegungspunkt	74%	71%			[66]
Receiver					
Anzahl Türme	1	1			
Partikeltemperatur am Receivereinlass	400		°C		[49]
Partikeltemperatur am Receiverauslass	900		°C		[49]
Durchschnittstemperatur während Betrieb	650		°C		
Wärmeverlustkoeffizient Receiver	30		W <sub>t</sub> /(m²K)		[49]
Anfahrenergie (Receiver)	7 083	3 000	kWh <sub>t</sub>	Annahme: Ein Drittel des Receiveroutputs im AP	[60]
Minimaler Input für Receiverbetrieb	20		% Q <sub>max</sub>	Annahme	[83]
Maximaler Receiverinput	115		% Q <sub>max</sub>		[84]

## Anhang

Kraftwerksblock + Betriebsstrategie				
Maximale Kraftwerksblock Last	100%	-		
Minimale Kraftwerksblock Last	30%	-	Optimierungsgröße, kein nennenswerter Einfluss	
Brutto Wirkungsgrad Kraftwerksblock im Auslegungspunkt	22%	-	Annahme eines Isentropenwirkungsgrades von 70 %	[60]
Elektrischer Brutto-Output Auslegungspunkt	1 011	kW <sub>e</sub>	125 Mwe angepasst an dieses Projekt	[49]
Elektrischer Netto-Output Auslegungspunkt	960	kW <sub>e</sub>		
Anfahrenergie KB	2 322	kWh <sub>e</sub>	$0,5 \cdot Q_{SG,AP} \cdot 1h$	
Temperatur Frischdampf	540	°C		[60]
Temperatur Kondensation	54	°C		[60]
Anlagenverfügbarkeit	98%	-	Wird auf finale Ergebnisse angewendet	[59]
Mittlere Generatoreffizienz	1	-	in $\eta_{KB}$ berücksichtigt	
Konvektiver Wärmeübergangskoeffizient	300	W/m²K		[49]
Logarithmische Temperaturdifferenz	353	K		
Dampferzeuger Wärmeübertragungsfläche	44	m²		

## Anhang

<b>Elektrolyseur</b>					
Heizwert H <sub>2</sub>	119,96		MJ/kg		
Elektrischer Bedarf eines Elektrolyseurs bei Volllast	960		kW <sub>e</sub>		[59]
Elektrischer Bedarf eines Elektrolyseurs im Standby	30		kW <sub>e</sub>		[59]
Anzahl Elektrolyseure	1				
Thermischer Bedarf eines Elektrolyseurs bei Volllast	228		kW <sub>t</sub>	berechnet entsprechend Sunfire-Daten	
Dampfparameter	144 °C, 4 bar <sub>a</sub>				[59]
Temperatur Wasser aus dem Vorrat	15		°C	Annahme	[60]
Effizienz Wärmeübertragung	1			Annahme	[60]
Wasserstoff Massenstrom Volllast	24		kg/h		[59]
Wasser Massenstrom Input Volllast	307		kg/h		[59]
Wasser Massenstrom Output Volllast	72		kg/h		[59]
Lebensdauer Elektrolyseur	25		Jahre	Auskunft von Sunfire: 20 Jahre. Auf 25 gesetzt, damit vergleichbar mit CSP	[59]
Lebensdauer Stacks	6		Jahre		
Konvektiver Wärmeübergangskoeffizient	250		W/m <sup>2</sup> K		[85]
Logarithmische Temperaturdifferenz	550		K		
Dampferzeuger Wärmeübertragungsfläche	1,7		m <sup>2</sup>		
<b>Thermischer Speicher</b>					
Thermischer Wirkungsgrad konstanter Wärmeverlust	99%			Berücksichtigt Wärmeabstrahlung der TES	[84]
Thermischer Wirkungsgrad Input/Output	99%			Berücksichtigt Wärmeverluste beim Transport	[60]
Maximale Aufladungsrate	24 438	10 350	kW <sub>t</sub>	Maximale Ladungsleistung, die vom Speichersystem akzeptiert wird. Entspricht maximal akzeptiertem Receiveroutput.	
Maximaler Massenstrom der Partikel beim Aufladen	41	17	kg/s		
Maximale Entladungsrate	5 220	5 436	kW <sub>t</sub>	Maximale Entladungsleistung, die vom Speichersystem geliefert wird. Entspricht maximalem thermischen Bedarf des KB + Prozesswärme	
Maximaler Massenstrom der Partikel beim Entladen	9	9	kg/s		
Füllstand am Jahresanfang	0				

## Anhang

Photovoltaik					
MPP		0,425	kW <sub>p</sub>		[76]
Fläche eines Moduls		2,24	m <sup>2</sup>		[76]
PV-Wirkungsgrad im Auslegungspunkt		0,19			[76]
Inverterwirkungsgrad im Auslegungspunkt		0,98			[77]
Kapazität der Batterie		149	kWh <sub>e</sub>	Ausreichend für einen Abfahrvorgang + 20 % Sicherheitszuschlag	
PV-Felddichte		0,3			[79]
Parasitäre Leistungen					
Partikel Dichte kalt	2 000		kg/m <sup>3</sup>		[49]
Partikel Dichte warm	2 000		kg/m <sup>3</sup>		[49]
Partikel spezifische Wärmekapazität kalt	1 200		J/kgK		[49]
Partikel spezifische Wärmekapazität warm	1 200		J/kgK		[49]
Parasitäre Leistungen KB Auslegungspunkt	51		kW <sub>e</sub>		[84]
Offline parasitäre Leistungen Receiver	0		kW <sub>e</sub>	5 % von brutto P <sub>e</sub> im Auslegungspunkt. parasitäre Leistungen während Stillstand	[60]
Offline parasitäre Leistungen Kraftwerksblock	10		kW <sub>e</sub>	parasitäre Leistungen während Stillstand	[84]
Offline parasitäre Leistungen Speicher	0		kW <sub>e</sub>	1 % von brutto P <sub>e</sub> im Auslegungspunkt. parasitäre Leistungen während Stillstand	[84]
Effizienz Partikellift	50%				[60]
Heliostatenfeld Tracking	0		kW <sub>e</sub>	50 W/Modul. Wird wegen Bedeutungslosigkeit vernachlässigt	[78]
PV Tracking		0	kW <sub>e</sub>	70 MWh/Jahr für 440 000 Module. Wird wegen Bedeutungslosigkeit vernachlässigt	[84]
O&M Input					
O&M Equipmentkosten anteilig an Investition	2%		pro Jahr		[60]
O&M Elektrolyseur	2%		pro Jahr	Von Elektrolyseur CAPEX	[59]
O&M Stackaustausch	35%		alle 6 Jahre	Von Elektrolyseur CAPEX	[59]
Jährliche O&M-Kosten für Stackaustausch	6%		pro Jahr		[59]

## Anhang

Cost input					
Spezifische Kosten Heliostatenfeld	100		EUR/m <sup>2</sup>		[49]
Kosten pro Turm	6 332	6 332	EUR		[49]
Faktor für thermische Isolation	0,3			Geht in Berechnung von Receiver- Storagekosten ein	[49]
Spezifische Kosten Partikel	1 000		EUR/t		[49]
Kosten Turbine	900 000		EUR	inklusive Kondensator	[86]
Elektronik, Mess- und Regelungstechnik Kraftwerksblock	5%			Auf alle KB Komponenten	[71]
Peripherie Kraftwerksblock	15%			Auf alle KB Komponenten	[71]
Spezifische Kosten Kühlung	126		EUR/kW <sub>t</sub>		[71]
Spezifische Kosten Frischdampfzeuger	93		EUR/kW <sub>t</sub>		[71]
Prozessdampfzeuger	-			Betrachtet und anschließend vernachlässigt	[81]
Spezifische Kosten Land	0,03		EUR/m <sup>2</sup>	jährliche Kosten	[58]
Lebensdauer CSP	25		Jahre		[49]
Schuldenzins	7%				[49]
Gesamte Zuschläge (Engineering, Risiko, Management)	30%		der Kosten		[49]
O&M	2%				[49]
Annuitätenfaktor	9%				
Strompreis	0,037		EUR/kW <sub>e</sub>		[58]
Wasserkosten	0,003		EUR/kg	Zwischen 2 und 3 USD/m <sup>3</sup>	[58]
Spezifische Kosten Elektrolyseur	1 000		EUR/kW <sub>e</sub>		[59]
Kosten horizontaler Partikeltransport	0		EUR/Truck		[49]
Vergütungstarif für Strom	0,026		EUR/kW <sub>e</sub>		[58]
Spezifische Kosten PV		550	EUR/kW <sub>p</sub>		[82]
Spezifische Kosten Batterie		630 000	EUR/MWh <sub>e</sub>		[87]

## Anhang

**Tabelle 0-7: Inputdaten für die Jahresertragsberechnung des kommerziellen Systems mit Ecostar.**

	CSP-Partikel	PV+CSP-Partikel	PV+CST-Partikel	Einheit	Kommentar	Quelle
<b>Inputdaten</b>						
Standort	Crucero II substation / Antofagasta region / Chile					
Längengrad	-69,57			°E	Westen negativ	
Breitengrad	-22,27			°N		
Zeitzone	-4			E(+)		
DNI Auslegungspunkt	1115			W/m²	21.09.2012	
Zeitauflösung	1			H		
Jahr der Wetterdaten	2012/2013			-		
Berechnung in Lokaler Standardzeit o- der Solarzeit	1			-	1=LST, 2=Solar Time	
<b>Heliostatenfeld</b>						
Fläche eines Heliostats	121,34			m²		[49]
Mittlere Reflektivität	87 %			-		[66]
Schwellenwinkel Für Sonnenauf-/un- tergang	0			°	Mindestsonnenhöhe über dem Horizont zur Defini- tion von Sonnenauf- und untergang	
Optische Effizienz Heliostatenfeld Aus- legungspunkt	74 %	74 %	71 %			[66]

## Anhang

Receiver					
Partikeltemperatur am Receiverinlass	400	200	°C		[49]
Partikeltemperatur am Receiverauslass	900		°C		[49]
Durchschnittstemperatur während Betrieb	650	550	°C		
Wärmeverlustkoeffizient Receiver	30		W <sub>t</sub> /(m <sup>2</sup> K)		[49]
Anfahrenergie (Receiver)	16 667		kWh <sub>t</sub>	Annahme: Ein Drittel des Receiveroutputs im AP	[60]
Minimaler Input für Receiverbetrieb	20		% Q <sub>max</sub>	Annahme	[83]
Maximaler Receiverinput	115		% Q <sub>max</sub>		[84]
Kraftwerksblock + Betriebsstrategie					
Maximale Kraftwerksblock Last	100 %		-		
Minimale Kraftwerksblock Last	30 %		-	Optimierungsgröße, kein nennenswerter Einfluss	
Brutto Wirkungsgrad Kraftwerksblock im Auslegungspunkt	43 %		-		[49]
Elektrischer Brutto-Output Auslegungspunkt	114 108		kW <sub>e</sub>	125 Mwe angepasst an dieses Projekt	[49]
Elektrischer Netto-Output Auslegungspunkt	106 560		kW <sub>e</sub>		
Anfahrenergie KB	132 684		kWh <sub>e</sub>	0,5*Q <sub>SG, AP</sub> *1h	
Temperatur Frischdampf	540		°C		[60]
Temperatur Kondensation	54		°C		[60]
Anlagenverfügbarkeit	98 %	0,98	-	Wird auf finale Ergebnisse angewendet	[59]
Mittlere Generatoreffizienz	1		-	in eta <sub>KB</sub> berücksichtigt	
Konvektiver Wärmeübergangskoeffizient	300		W/m <sup>2</sup> K		[49]
Logarithmische Temperaturdifferenz	353		K		
Dampferzeuger Wärmeübertragungsfläche	2 506		m <sup>2</sup>		



## Anhang

Elektrolyseur					
Heizwert H <sub>2</sub>	119,96		MJ/kg		
Elektrischer Bedarf eines Elektrolyseurs bei Volllast	960		kW <sub>e</sub>		[59]
Elektrischer Bedarf eines Elektrolyseurs im Standby	30		kW <sub>e</sub>		[59]
Anzahl Elektrolyseure	111				
Thermischer Bedarf eines Elektrolyseurs bei Volllast	228		kW <sub>t</sub>	berechnet entsprechend Sunfire-Daten	
Dampfparameter	144 °C, 4 bar <sub>a</sub>				[59]
Temperatur Wasser aus dem Vorrat	15		°C	Annahme	[60]
Effizienz Wärmeübertragung	1			Annahme	[60]
Wasserstoff Massenstrom Volllast	24		kg/h		[59]
Wasser Massenstrom Input Volllast	307		kg/h		[59]
Wasser Massenstrom Output Volllast	72		kg/h		[59]
Lebensdauer Elektrolyseur	25		Jahre	Auskunft von Sunfire: 20 Jahre. Auf 25 gesetzt, damit vergleichbar mit CSP	[59]
Lebensdauer Stacks	6		Jahre		
Konvektiver Wärmeübergangskoeffizient	250		W/m <sup>2</sup> K		[85]
Logarithmische Temperaturdifferenz	550	406	K		
Dampferzeuger Wärmeübertragungsfläche	184	250	m <sup>2</sup>		

## Anhang

Thermischer Speicher						
Thermischer Wirkungsgrad konstanter Wärmeverlust	99 %				Berücksichtigt Wärmeabstrahlung der TES	[84]
Thermischer Wirkungsgrad Input/Output	99 %				Berücksichtigt Wärmeverluste beim Transport	[60]
Maximale Aufladungsrate	1 150 000	690 000	57 500	kW <sub>t</sub>	Maximale Ladungsleistung, die vom Speichersystem akzeptiert wird. Entspricht maximal akzeptiertem Receiveroutput.	
Maximaler Massenstrom der Partikel beim Aufladen	1 917	1 150	68	kg/s		
Maximale Entladungsrate	310 633	310 633	25 329	kW <sub>t</sub>	Maximale Entladungsleistung, die vom Speichersystem geliefert wird. Entspricht maximalem thermischen Bedarf des KB + Prozesswärme	
Maximaler Massenstrom der Partikel beim Entladen	518	518	30	kg/s		
Füllstand am Jahresanfang	0					
Photovoltaik						
MPP		0,425		kW <sub>p</sub>		[76]
Fläche eines Moduls		2,24		m²		[76]
PV-Wirkungsgrad im Auslegungspunkt		0,19				[76]
Inverterwirkungsgrad im Auslegungspunkt		0,98				[77]
Kapazität der Batterie		16 484		kWh <sub>e</sub>	Ausreichend für einen Abfahrvorgang + 20 % Sicherheitszuschlag	
PV-Felddichte		0,3				[79]

## Anhang

Parasitäre Leistungen				
Partikel Dichte kalt	2 000	kg/m <sup>3</sup>		[49]
Partikel Dichte warm	2 000	kg/m <sup>3</sup>		[49]
Partikel spezifische Wärmekapazität kalt	1 200	J/kgK		[49]
Partikel spezifische Wärmekapazität warm	1 200	J/kgK		[49]
Parasitäre Leistungen KB Auslegungspunkt	5 000	kW <sub>e</sub>		[84]
Offline parasitäre Leistungen Receiver	0	kW <sub>e</sub>	parasitäre Leistungen während Stillstand	[84]
Offline parasitäre Leistungen Kraftwerksblock	1 250	kW <sub>e</sub>	parasitäre Leistungen während Stillstand	[84]
Offline parasitäre Leistungen Speicher	0	kW <sub>e</sub>	parasitäre Leistungen während Stillstand	[84]
Effizienz Partikellift	50 %			[60]
Heliostatenfeld Tracking	0	kW <sub>e</sub>	50 W/Modul. Wird wegen Bedeutungslosigkeit vernachlässigt	[78]
PV Tracking		0	kW <sub>e</sub>	70 MWh/Jahr für 440 000 Module. Wird wegen Bedeutungslosigkeit vernachlässigt
O&M Input				
O&M Equipmentkosten anteilig an Investition	2 %	pro Jahr		[60]
O&M Elektrolyseur	2 %	pro Jahr	Von Elektrolyseur CAPEX	[59]
O&M Stackaustausch	35 %	alle 6 Jahre	Von Elektrolyseur CAPEX	[59]
Jährliche O&M-Kosten für Stackaustausch	5,8 %	pro Jahr		[59]

## Anhang

Cost input					
Spezifische Kosten Heliostatenfeld	100			EUR/m <sup>2</sup>	[49]
Kosten pro Turm	4 046 422	4 046 422	3 688 214	EUR	[49]
Faktor für thermische Isolation	0,3				Geht in Berechnung von Receiver- Storagekosten ein [49]
Spezifische Kosten Partikel	1 000			EUR/t	[49]
Spezifische Kosten Kraftwerksblock	700			EUR/kW <sub>e</sub>	inklusive Kondensator [49]
Frischdampferzeuger	128122*(A <sub>HX</sub> <sup>0,66</sup> )			EUR	Wärmeübertragungsfläche A <sub>HX</sub> [49]
Prozessdampferzeuger	-				Betrachtet und anschließend vernachlässigt [81]
Spezifische Kosten Land	0,03			EUR/m <sup>2</sup>	jährliche Kosten [58]
Lebensdauer CSP	25			Jahre	[49]
Schuldenzins	7 %				[49]
Gesamte Zuschläge (Engineering, Risiko, Management)	30 %			der Kosten	[49]
O&M	2 %				[49]
Annuitätenfaktor	9 %				
Strompreis	0,037			EUR/kW <sub>e</sub>	[58]
Wasserkosten	0,003			EUR/kg	Zwischen 2 und 3 USD/m <sup>3</sup> [58]
Spezifische Kosten Elektrolyseur	600			EUR/kW <sub>e</sub>	[59]
Kosten horizontaler Partikeltransport	280 000			EUR/Truck	[49]
Vergütungstarif für Strom	0,026			EUR/kW <sub>e</sub>	[58]
Spezifische Kosten PV		550		EUR/kW <sub>p</sub>	[82]
Spezifische Kosten Batterie		600 000		EUR/MWh <sub>e</sub>	[62]

**Tabelle 0-8: Ergebnisse der Jahresertragsberechnung mit Ecostar für das Demonstrationsprojekt.**

	CSP	PV+CSP	Einheit
<b>Konzentrierende Solartechnik</b>			
SM <sub>CSP</sub>	4,4	1,9	
Apertur eines Heliostatenfelds	32 287	14 473	m <sup>2</sup>
Heliostatenfeld Output zum Receiver im AP	23 282	9 975	kW
Felddichte	27%	24%	
Landbedarf	120 566	59 485	m <sup>2</sup>
Turmhöhe	84,75	50	m <sup>2</sup>
Receiverleistung im AP	21 250	9 000	kW <sub>t</sub>
Receiverapertur	8,05	4	m <sup>2</sup>
Isolierte Receiverfläche	97	53	m <sup>2</sup>
Receiverwirkungsgrad im AP	91%	90%	
Jährlicher Heliostatenfeldwirkungsgrad	53%	52%	
Jährlicher Receiverwirkungsgrad	82%	81%	
<b>PV</b>			
SM <sub>PV</sub>		1,88	
Anzahl Module		4 250	
Gesamte PV-Fläche		9 520	m <sup>2</sup>
PV Leistung im AP		1 800	kW <sub>e</sub>
Landbedarf		31 733	m <sup>2</sup>
Jährlicher Netto Wirkungsgrad PV + Inverter		14%	
<b>thermischer Speicher</b>			
Speicherdauer	24	13	h
Speicherkapazität	117	63	MWh <sub>t</sub>
Partikelbedarf	702	380	t
Konstante thermische Verluste	49	26	kW <sub>t</sub>
Durchmesser	6	5	m
Höhe	12	10	m
<b>Kraftwerksblock</b>			
Jährlicher Brutto Wirkungsgrad	22,2%	22,1%	
Jährlicher Nettowirkungsgrad	20,3%	20,4%	
Betriebsstunden pro Jahr	8 651	4 882	h
Anzahl Anfahrvorgänge	6	438	

<b>Energiebilanzierung</b>			
Jährliche DNI auf Helisotatenfeld	112	50	GWh
Jährliche Strahlungsenergie zu Receiver	60	26	GWh
Jährliche Wärme von Receiver	53	23	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Wärme von Receiver nach Verlusten	49	21	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Dumpingverlust wegen vollem TES	8	1	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Dumpingverlust wegen geringem Receiverinput	1	0	GWh <sub>t</sub>
Jährlich für Stromproduktion genutzte Wärme	39	18	GWh <sub>t</sub>
Jährliche brutto Stromproduktion durch CSP	8 597	3 911	MWh <sub>e</sub>
Jährliche netto Stromproduktion durch CSP	7 856	3 604	MWh <sub>e</sub>
Jährliche Solarstrahlung auf PV-Feld		31 825	MWh <sub>e</sub>
Jährliche brutto Stromproduktion durch PV		4 430	MWh <sub>e</sub>
Jährliche brutto Stromproduktion insgesamt	8 597	8 341	MWh <sub>e</sub>
Jährliche netto Stromproduktion insgesamt	7 856	7 907	MWh <sub>e</sub>
Jährliche parasitäre Leistungen online	580	272	MWh <sub>e</sub>
Jährliche parasitäre Leistungen offline	4	0	MWh <sub>e</sub>
Für Elektrolyse nutzbarer Strom	7 854	7 189	MWh <sub>e</sub>
Ins Stromnetz eingespeister Strom	2	718	MWh <sub>e</sub>
<b>Hochtemperaturelektrolyse</b>			
produzierte Wasserstoffmenge	196	180	t
produzierte Wasserstoffmenge	8 167	7 500	h <sub>Volllast</sub>
Jährlicher Wasserbedarf	1 923	1 760	t
Stunden des Standbybetriebs	109	105	h

Ökonomie			
<b>Investitionskosten:</b>			
PV-Feld + Inverter		1 004 681	EUR
Batterie		93 555	EUR
Heliostatenfeld	3 325 607	1 493 954	EUR
Receiver	703 379	383 187	EUR
Partikel + Speicher	1 412 629	842 896	EUR
Türme	536 614	426 310	EUR
Vertikaler Transport	300 922	239 086	EUR
Turbine	900 000	900 000	EUR
Restlicher Kraftwerksblock	626 104	629 207	EUR
Dampferzeuger KB	592 592	594 939	EUR
Elektrolyseure	960 000	960 000	EUR
Summe der Investitionskosten	9 357 846	7 567 815	EUR
Indirekte Kosten (Zulagen)	2 807 354	2 270 344	EUR
EPC-Kosten (Kraftwerk schlüsselfertig)	12 165 200	9 838 159	EUR
<b>Spezifische Investitionskosten (bezogen auf maximalen elektrischen Elektrolyseurinput):</b>			
PV-Feld + Inverter		1 047	EUR/kW <sub>e</sub>
Li-Ionen Speicher		97	EUR/kW <sub>e</sub>
Heliostatenfeld	3 464	1 556	EUR/kW <sub>e</sub>
Receiver	733	399	EUR/kW <sub>e</sub>
Partikel + TES	1 471	878	EUR/kW <sub>e</sub>
Türme	559	444	EUR/kW <sub>e</sub>
Vertikaler Transport	313	249	EUR/kW <sub>e</sub>
Turbine	938	938	EUR/kW <sub>e</sub>
Restlicher Kraftwerksblock	652	655	EUR/kW <sub>e</sub>
Frischdampferzeuger	617	620	EUR/kW <sub>e</sub>
Elektrolyseur	1 000	1 000	EUR/kW <sub>e</sub>
Gesamte spezifische Investitionskosten	9 748	7 883	EUR/kW <sub>e</sub>
<b>LCOH<sub>2</sub>-Berechnung:</b>			
Jährliche Finanzierungskosten:	1 043 902	844 218	EUR/a
Jährliche Landkosten	3 617	2 737	EUR/a
Jährliche O&M-Kosten	167 957	132 156	EUR/a
Jährliche O&M-Kosten für Elektrolyseur und Stackaustausch	75 200	75 200	EUR/a
Jährliche Kosten offline Stromverbrauch	160 627	1 916	EUR/a
Jährliche Wasserkosten	4 884	4 470	EUR/a
Jährliche Einnahmen für Stromverkauf	53	18 720	EUR/a
levelised electricity costs	0,185	0,134	EUR/kW <sub>h</sub> <sub>e</sub>
<b>Mittlere Wasserstoffgestehungskosten</b>	<b>7,416</b>	<b>5,902</b>	<b>EUR/kg</b>
Mittlere Wasserstoffgestehungskosten inkl. Stromverkauf	7,416	5,798	EUR/kg
Jahreswirkungsgrad	6%	7%	

Tabelle 0-9: Ergebnisse der Jahresertragsberechnung mit Ecostar für das kommerzielle System.

	CSP	PV+CSP	PV+CST	Einheit
Konzentrierende Solartechnik				
SM <sub>CSP</sub>	3,4	2,1	2,0	
Apertur eines Heliostatenfelds	77 294	77 294	80 873	m²
Heliostatenfeld Output zum Receiver im AP	55 437	55 437	55 316	kW
Felddichte	26%	26%	21%	
Landbedarf pro Feld	298 616	298 616	376 268	m²
Anzahl Turmysteme	20	12	1	
Turmhöhe	119	119	106	m²
Receiverleistung im AP	50 000			kW <sub>t</sub>
Receiverapertur	24,95	25	24	m²
Isolierte Receiverfläche	302	302	285	m²
Receiverwirkungsgrad im AP	90%	90%	90%	
Jährlicher Heliostatenfeldwirkungsgrad	53%	53%	51%	
Jährlicher Receiverwirkungsgrad	81%	81%	81%	
PV				
SM <sub>PV</sub>		1,5	1,6	
Anzahl Module		377 298	407 575	
Gesamte PV-Fläche		842 451	912 968	m²
PV Leistung im AP		159 840	173 160	kW <sub>e</sub>
Landbedarf		2 817 158	3 043 227	m²
Jährlicher Netto Wirkungsgrad PV + Inverter		14%		
thermischer Speicher				
Speicherdauer	15	14	8	h
Speicherkapazität	4 360	4 070	203	MWh <sub>t</sub>
Partikelbedarf	26 163	24 419	868	t
Konstante thermische Verluste	1 817	1 696	84	kW <sub>t</sub>
Durchmesser	7	9	7	m
Höhe	15	17	13	m
Kraftwerksblock				
Jährlicher Brutto Wirkungsgrad	44%	42%		
Jährlicher Nettowirkungsgrad	40%	39%		
Betriebsstunden pro Jahr	8 517	5 274		h
Anzahl Anfahrvorgänge	19	394		



<b>Energiebilanzierung</b>				
Jährliche DNI auf Helisotatenfeld	5 382	3 229	282	GWh
jährliche Strahlungsenergie zu Receiver	2 839	1 704	143	GWh
Jährliche Wärme von Receiver	2 468	1 481	125	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Wärme von Receiver nach Verlusten	2 293	1 376	116	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Dumpingverlust wegen vollem TES	52	80	24	GWh <sub>t</sub>
Jährliche Dumpingverlust wegen geringem Receiverinput	30	18	2	GWh <sub>t</sub>
Jährlich für Stromproduktion genutzte Wärme	2 027	1 092		GWh <sub>t</sub>
Jährliche brutto Stromproduktion durch CSP	882	455		GWh <sub>e</sub>
Jährliche netto Stromproduktion durch CSP	815	421		GWh <sub>e</sub>
Jährliche Solarstrahlung auf PV-Feld		2 823	3 052	GWh
Jährliche Brutto Stromproduktion durch PV		393	425	GWh <sub>e</sub>
Jährliche brutto Stromproduktion insgesamt	882	848	424,8	Gwh <sub>e</sub>
Jährliche netto Stromproduktion insgesamt	815	801	416	Gwh <sub>e</sub>
Jährliche parasitäre Leistungen online	51	30	0	Gwh <sub>e</sub>
Jährliche parasitäre Leistungen offline	1	5	14	Gwh <sub>e</sub>
Für Elektrolyse nutzbarer Strom	809	776	376	Gwh <sub>e</sub>
Ins Stromnetz eingespeister Strom	5	25	40	Gwh <sub>e</sub>
<b>Hochtemperaturelektrolyse</b>				
produzierte Wasserstoffmenge	20 229	19 409	9 395	t
produzierte Wasserstoffmenge	7 593	7 286	3 527	h <sub>Vollast</sub>
Jährlicher Wasserbedarf	198 080	190 045	91 995	t
Stunden des Standbybetriebs	243	154	4 118	h

<b>Ökonomie</b>				
<b>Investitionskosten:</b>				
PV-Feld + Inverter		88 863 767	96 650 345	EUR
Batterie		9 890 100	9 890 100	EUR
Heliostatenfeld	159 224 775	95 534 865	8 348 111	EUR
Receiver	43 589 924	26 153 955	2 063 905	EUR
Partikel + Speicher	48 362 679	42 745 756	1 648 338	EUR
Türme	83 356 294	50 013 777	3 807 166	EUR
Vertikaler Transport	8 524 161	5 114 496	342 694	EUR
Kraftwerksblock	82 272 222	82 272 222		EUR
Dampferzeuger KB	23 110 421	23 110 421		EUR
LKW	2 884 000	1 730 400		EUR
Elektrolyseure	63 936 000	63 936 000	63 936 000	EUR
Summe der Investitionskosten	515 260 476	489 365 758	186 686 660	EUR
Indirekte Kosten (Zulagen)	154 578 143	146 809 728	56 005 998	EUR
EPC-Kosten (Kraftwerk Schlüsselfertig)	669 838 618	636 175 486	242 692 658	EUR
<b>Spezifische Investitionskosten (bezogen auf maximalen elektrischen Elektrolyseurinput):</b>				
PV-Feld + Inverter		834	907	
Li-Ionen Speicher		93	93	EUR/kW <sub>e</sub>
Heliostatenfeld	1 494	897	78	EUR/kW <sub>e</sub>
Receiver	409	245	19	EUR/kW <sub>e</sub>
Partikel + TES	454	401	15	EUR/kW <sub>e</sub>
Türme	782	469	36	EUR/kW <sub>e</sub>
Vertikaler Partikeltransport	80	48	3	EUR/kW <sub>e</sub>
LKW	27	16		EUR/kW <sub>e</sub>
Kraftwerksblock	772	772		EUR/kW <sub>e</sub>
Frischdampferzeuger	217	217		EUR/kW <sub>e</sub>
Elektrolyseur	600	600	600	EUR/kW <sub>e</sub>
Gesamte spezifische Investitionskosten	4 835	4 592	1 752	
Jährliche Finanzierungskosten	57 479 198	54 590 547	20 825 583	EUR/a
Jährliche Landkosten	179 169	192 016	102 585	EUR/a
Jährliche O&M-Kosten	9 026 490	8 508 595	2 455 013	EUR/a
Jährliche O&M-Kosten für Elektrolyseur und Stackaustausch	5 008 320	5 008 320	5 008 320	EUR/a
Jährliche Kosten offline Stromverbrauch	40 889	178 936	503 813	EUR/a
Jährliche Wasserkosten	503 123	482 713	233 668	EUR/a
Jährliche Einnahmen für Stromverkauf	143 290	658 822	1 069 364	EUR/a
levelised electricity costs	0,089	0,086	0,070	EUR/kWh <sub>e</sub>
<b>Mittlere Wasserstoffgestehungskosten</b>	<b>3,571</b>	<b>3,553</b>	<b>3,100</b>	<b>EUR/kg</b>
Mittlere Wasserstoffgestehungskosten inkl. Stromverkauf	3,564	3,519	2,987	EUR/kg
Jahreswirkungsgrad	13%	11%	9%	

## II. Betrachtung der Potentialabschätzung

Bei der Konzeptauswahl anhand einer Abwandlung des AHP wurde die Kompatibilität mit einer Potentialabschätzung als Bewertungskriterium aufgeführt. Dabei handelt es sich um eine Studie über eine möglicherweise effizientere und günstigere Kombination aus konzentrierender Solartechnik und HTE. Wie in Kapitel 2.1.3 erläutert, kann die HTE abhängig von der jeweiligen Zellspannung endotherm, thermoneutral oder exotherm ablaufen. Der in den Berechnungen dieser Arbeit implementierte Elektrolyseur ist für den exothermen Betrieb vorgesehen. Die Abwärme der chemischen Reaktion kann dabei durch ein Wärmerückgewinnungssystem zur Aufheizung des Dampfes am Einlass genutzt werden. Energetisch effizienter ist die Elektrolyse im endothermen oder thermoneutralen Modus, wenngleich die Spannungsreduktion mit einer geringeren Stromdichte und damit verminderten Wasserstoffproduktionsrate einhergeht [88]. Diese Betriebsmodi erfordern deutlich höhere Dampftemperaturen am Einlass der Elektrolysezelle als die hier verwendeten 144 °C, da keine Reaktionswärme zur weiteren Aufheizung zur Verfügung steht. So wurde beispielsweise in [89] ein CST-HTE-System im thermoneutralen Modus bei 800 °C modelliert. Die konzentrierende Solartechnik lieferte bei diesem System jedoch lediglich Satttdampf bei 140 °C während die weitere Aufheizung mittels eines elektrischen Heizers realisiert wurde. Partikelsysteme konzentrierender Solartechnik können Wärme bei bis zu 1 000 °C liefern und scheinen prädestiniert für die Prozessdampfbereitstellung bei hoher Temperatur. Gegenstand zukünftiger Forschung könnte die Frage sein, ob es aus techno-ökonomischer Sicht attraktiv ist, die Elektrolyse der hier betrachteten Konzepte bei geringeren Spannungen durchzuführen und in diesem Zuge die Dampfeinlasstemperatur zu erhöhen. Denkbar ist hierbei auch weiterhin der exotherme Betrieb jedoch mit einer reduzierten Zellspannung. Es handelt sich also um ein Optimierungsproblem mit variablen Elektrolyseurparametern, welches auch die weitere HTE-Entwicklung beeinflussen könnte. In dieser Masterarbeit konnte diese Untersuchung aufgrund mangelnder Elektrolyseurdaten nicht durchgeführt werden. Es werden für die zu untersuchenden Betriebsmodi jeweils realistische Ein- und Ausgangsparameter bezüglich der Stoff- und Energieströme der Elektrolyseeinheit benötigt, um verlässliche techno-ökonomische Berechnungen durchzuführen.

Nichtsdestotrotz wurde eine überschlägige Abschätzung anhand der bestehenden Elektrolyseurdaten im exothermen Modus und einigen Annahmen durchgeführt [90]. Dabei werden sofern nicht abweichend erwähnt die auch im Hauptteil dieser Arbeit verwendeten

Elektrolyseurparameter genutzt und die kommerziellen Systeme betrachtet. Mit der Annahme eines energetischen Elektrolysewirkungsgrades von 90 % fällt ein Abwärmestrom von 96 kW<sub>t</sub> an. Setzt man eine Zelltemperatur von 750 °C voraus, so ist im Zulauf eine Dampftemperatur von etwa 225 °C nötig, um die Solltemperatur mit der Abwärme zu erreichen. In diesem Szenario muss im Prozessdampfzeuger Wärme in Höhe von 243 kW<sub>t</sub> anstelle von bisher 228 kW<sub>t</sub> übertragen werden. Weiterhin wird angenommen, dass dieser zusätzliche Wärmebedarf von 15 kW<sub>t</sub> 1:1 elektrischen Bedarf ersetzt, sodass dieser von 960 kW<sub>e</sub> auf 945 kW<sub>e</sub> gesenkt werden kann.

Neben den Parametern während des Elektrolyseurbetriebs wurde auch der Benefit des Standbybetriebs über thermische Leistung anstelle von elektrischen Heizern abgeschätzt. Die zugrundeliegende Annahme beinhaltet, dass die notwendige elektrische Leistung für die Heizung 1:1 durch thermische Energie aus dem TES ersetzt werden kann.

Die Resultate der überschlägigen Abschätzung sind in Tabelle 0-10 dargestellt. Wie zu erkennen ist, unterscheiden sich die ermittelten Ergebnisse aufgrund der kaum veränderten Inputparameter nur minimal von denen der kommerziellen Anlagen. Die Erhöhung der Prozessdampftemperatur auf 225 °C bewirkt für die Konzepte CSP-Partikel und PV+CSP-Partikel eine sehr geringe Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten von 0,01 EUR/kg. Die maximale Abnahme der LCOH<sub>2</sub> in Höhe von 0,02 EUR/kg kann für das Konzept PV+CST-Partikel mit thermischem Standby erreicht werden. Da beide anderen Konzepte beinahe durchgängigen Elektrolysebetrieb vorsehen, hat die Art der Wärmebereitstellung im Standby lediglich geringfügige Auswirkungen.

Tabelle 0-10: Ergebnisse der überschlägigen Rechnung zur Potentialabschätzung.

	CSP-Partikel		PV+CSP-Partikel		PV+CST-Partikel	
Elektrolyseur						
Standby EL	elektr.	therm.	elektr.	therm.	elektr.	therm.
Anzahl EL	111					
Strombedarf EL / kW <sub>e</sub>	945					
Wärmebedarf EL / kW <sub>e</sub>	243					
Dampfparameter EL	225 °C, 4 bar <sub>a</sub>					
produzierte Wasserstoffmenge / t	20 319	20 313	19 669	19 665	9 775	9 373
Zeit des Betriebs im Standby / h	244	248	165	166	4 128	4 128
CSP						
SM <sub>CSP</sub>	3,4		2,1		2,0	2,1
Receiverleistung im AP / MW <sub>t</sub>	50		50		52,5	57,5
Anzahl Türme	20		12		1	
PV						
SM <sub>PV</sub>	-	-	1,6		1,7	
PV Leistung im AP / MW <sub>e</sub>	-	-	170	170	173	173
thermischer Speicher						
Speicherdauer / h <sub>volllast</sub>	15		14		8	12
Kapazität / MWh <sub>t</sub>	4 360		4 070		216	324
Kraftwerksblock						
Brutto KB Output AP / MW <sub>e</sub>	113	113	113	113	-	-
Ökonomie						
Gesamtinvestitionsaufwand / Mio. EUR	516		478		187	189
LCOH <sub>2</sub> / EUR/kg	3,56		3,55		3,10	3,08
Jahreswirkungsgrad	12,6 %	12,6 %	10,6 %	10,6 %	9,0 %	9,4 %

Es bleibt dementsprechend festzuhalten, dass durch die moderate Temperaturerhöhung des Prozessdampfes und den Standbybetrieb mithilfe eines thermischen Speichers keine nennenswerte Reduktion der LCOH<sub>2</sub> erzielt werden konnte. Offen bleibt, ob eine deutlich höhere Dampftemperatur mit entsprechender Modifikation des HTE günstigere Wasserstoffgestehungskosten erzielen kann.

## Literaturverzeichnis

- [1] COMM/DG/UNIT: *Übereinkommen von Paris - Klimapolitik - European Commission*. URL [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de). – Aktualisierungsdatum: 2019-11-15+01:00 – Überprüfungsdatum 2020-09-29
- [2] ACAR, Canan ; DINCER, Ibrahim: *Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014), Nr. 1, S. 1–12
- [3] IEA: *Data & Statistics - IEA*. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>. – Aktualisierungsdatum: 2020-11-09 – Überprüfungsdatum 2020-11-09
- [4] IEA: *Data & Statistics - IEA*. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySource>. – Aktualisierungsdatum: 2020-11-09 – Überprüfungsdatum 2020-11-09
- [5] IEA: *Data & Statistics - IEA*. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>. – Aktualisierungsdatum: 2020-11-09 – Überprüfungsdatum 2020-11-09
- [6] VIESSMANN DEUTSCHLAND GMBH: *Basiswissen Wasserstoff* – Überprüfungsdatum 2020-09-29
- [7] SHIVA KUMAR, S. ; HIMABINDU, V.: *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review*. In: *Materials Science for Energy Technologies* 2 (2019), Nr. 3, S. 442–454
- [8] *Chile seeks to turn solar boom into green hydrogen bonanza*. In: *Financial Times* (2020-08-31)
- [9] *Path to hydrogen competitiveness*. In: *Hydrogen Council* (2020). URL [https://hydrogen-council.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogen-council.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf) – Überprüfungsdatum 2020-10-15
- [10] BALAT, Mustafa: *Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (2008), Nr. 15, S. 4013–4029
- [11] IEA: *Hydrogen – Analysis - IEA*. URL <https://www.iea.org/reports/hydrogen>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-23 – Überprüfungsdatum 2020-09-23

- [12] RASHID, Md Mamoon ; AL MESFER, Mohammed K. ; NASEEM, Hamid ; DANISH, Mohd: *Hydrogen Production by Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis*. In: *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)* (2015), ISSN: 2249 – 8958, Volume-4 Issue-3, S. 80–93. URL [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-2799573.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2799573.pdf)
- [13] SUNFIRE: *Hochtemperatur elektrolyseur*. E-Mail. 2020-05-29. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Abteilung Solarforschung (Adressat)
- [14] INVESTCHILE: *Chile aims to be a global leader in production of green hydrogen by 2050*. URL <https://blog.investchile.gob.cl/chile-aims-to-be-a-global-leader-in-production-of-green-hydrogen-by-2050>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-27 – Überprüfungsdatum 2020-09-28
- [15] *Solar resource maps and GIS data for 200+ countries | Solargis*. URL <https://solar-gis.com/maps-and-gis-data/download/south-america>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-29 – Überprüfungsdatum 2020-09-29
- [16] GLOBAL WIND ATLAS: *Global Wind Atlas*. URL <https://globalwindatlas.info/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-29 – Überprüfungsdatum 2020-09-29
- [17] NEISES-VON PUTTKAMER, Martin: *Vorhabenbeschreibung*. Telefonat. 2020. RUEß, Roman (Adressat)
- [18] *Grüner Wasserstoff in weltgrößter Single-Stack Alkali-Wasserelektrolyse-Anlage*. URL <https://wasserstoffstadt-herten.de/blog/2020/04/28/gruener-wasserstoff-in-weltgroesster-single-stack-alkali-wasserelektrolyse-anlage/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-22 – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [19] IEA: *Electrolyser capacity installed by year, 2010-2018 – Charts – Data & Statistics - IEA*. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electrolyser-capacity-installed-by-year-2010-2018>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-22 – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [20] NEIL FORD: *Rapid scaling of electrolyzers accelerates wind hydrogen savings*. URL <https://www.reutersevents.com/renewables/wind/rapid-scaling-electrolyzers-accelerates-wind-hydrogen-savings>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-24 – Überprüfungsdatum 2020-09-24

- [21] PETER DE LAAT: *Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands* (2020). URL <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Overview%20Hydrogen%20projects%20in%20the%20Netherlands%20versie%201mei2020.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-09-24
- [22] GREEN CAR CONGRESS: *Air Liquide selects Hydrogenics for 20MW electrolyzer for hydrogen production; largest PEM electrolyzer in world*. URL <https://www.greencarcongress.com/2019/02/20190226-airliquide.html>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-24 – Überprüfungsdatum 2020-09-24
- [23] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA: *The Future of Hydrogen*. URL <https://webstore.iea.org/download/direct/2803> – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [24] VOITH, Sabine: *Weltweit größte Elektrolyse-Anlage eingeweiht*. In: *springerprofessional.de* (2015-08-06)
- [25] REFHYNE: *Shell Rheinland Raffinerie : Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse*. URL <https://refhyne.eu/de/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-grosten-wasserstoff-elektrolyse-2/>. – Aktualisierungsdatum: 2019-06-28+00:00 – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [26] SUNFIRE: *Hylink*. URL <https://www.sunfire.de/de/produkte-und-technologie/sunfire-hylink> – Überprüfungsdatum 2020-10-07
- [27] KROOP, Simon: *Energy efficient hydrogen production for today's and future steelmaking : Best Practice Steel Industry*. 18.08.2020. URL [https://www.green-industrial-hydrogen.com/fileadmin/user\\_upload/20200818\\_Best\\_Practice\\_Steel\\_Industry\\_GrInHy2.0\\_SimonKroop.pdf](https://www.green-industrial-hydrogen.com/fileadmin/user_upload/20200818_Best_Practice_Steel_Industry_GrInHy2.0_SimonKroop.pdf) – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [28] SOLARSERVER: *Grüner Wasserstoff für Raffinerie in Rotterdam*. In: *Solarserver* (2020-03-12)
- [29] SCHMIDT, O. ; GAMBHIR, A. ; STAFFELL, I. ; HAWKES, A. ; NELSON, J. ; FEW, S.: *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study : An expert elicitation study*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017), Nr. 52, S. 30470–30492 – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [30] MILANZI, Sarah ; SPILLER, Carla ; GROSSE, Benjamin ; HERMANN, Lisa ; KOCHEMS, Johannes ; MÜLLER-KIRCHENBAUER, Joachim: *Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens*. In: *Working Paper Energie und Ressourcen* (2018) – Überprüfungsdatum 2020-09-22



- [31] URSUA, Alfredo ; GANDIA, Luis M. ; SANCHIS, Pablo: *Hydrogen Production From Water Electrolysis : Current Status and Future Trends*. In: *Proceedings of the IEEE* 100 (2012), Nr. 2, S. 410–426
- [32] LIN, Meng ; HAUSSENER, Sophia: *Techno-economic modeling and optimization of solar-driven high-temperature electrolysis systems*. In: *Solar Energy* 155 (2017), S. 1389–1402
- [33] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto: *Elektrochemische Speicher : Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen*. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2018
- [34] SMOLINKA, Tom: *Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse - Stand und Vergleich der Technologien : Eine kurze Einführung* (Innovationsforum Power-to-gas-to-Power). Leipzig, 25.04.2013. URL [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-2799573.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2799573.pdf)
- [35] HOUAIJIA, A. ; BREUER, S. ; THOMEY, D. ; BROSIG, C. ; SÄCK, J.-P. ; ROEB, M. ; SATTLER, C.: *Solar Hydrogen by High-temperature Electrolysis : Flowsheeting and Experimental Analysis of a Tube-type Receiver Concept for Superheated Steam Production*. In: *Energy Procedia* 49 (2014), S. 1960–1969
- [36] IEA ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity - 2014 edition* – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [37] HIRSCH, Tobias: *Vorlesung: Solarthermische Kraftwerke : Wintersemester 19/20*. 2020
- [38] SOLARGIS: *Solar resource maps and GIS data*. URL <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-24 – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [39] BECKER, M. Vant-Hull (Hrsg.): *Solar Power Plants : Thermal Receivers* (S. 163–198). Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 1991
- [40] RESPONSIVE\_IMAGE DLR PORTAL: *Parabolrinnenanlage auf der Plataforma Solar de Almería des spanischen Forschungszentrum CIEMAT*. URL <https://www.dlr.de/content/de/bilder/institute/solarforschung/parabolrinnenanlage.html>. – Aktualisierungsdatum: 2020-10-08 – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [41] HELIOSCSP: *How Concentrated Solar Power Works : Tower, Trough, Fresnel or Dish*. URL <http://helioscsp.com/how-concentrated-solar-power-works-tower-trough-fresnel-or-dish/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-10-08 – Überprüfungsdatum 2020-10-08

- [42] SOLTIGUA - PV TRACKERS, SOLAR TRACKER MANUFACTURERS, PARABOLIC TROUGH AND LINEAR FRESNEL COLLECTORS: *FLT - Linear Fresnel Collector - manufacturer - Soltigua - PV trackers, Solar Tracker Manufacturers, parabolic trough and linear Fresnel collectors*. URL <https://www.soltigua.com/flt-introducion/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-08-25+00:00 – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [43] SOLARPACES: *How CSP Works : Tower, Trough, Fresnel or Dish - SolarPACES*. URL <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>. – Aktualisierungsdatum: 2019-09-20+00:00 – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [44] PITZ-PAAL, Robert ; HENNECKE, Klaus ; HELLER, Peter ; BUCK, Reiner: *Solarthermische Kraftwerke : Konzentriertes Sonnenlicht zur Energieerzeugung nutzen*. Ein Service von FIZ Karlsruhe. In: *BINE Informationsdienst* (2013). URL [http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/II\\_2013/themen\\_0213\\_internetx.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/II_2013/themen_0213_internetx.pdf) – Überprüfungsdatum 2020-10-24
- [45] ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS: *Solar Dish Collector used in a Solar Hot Water System*. URL <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/solar-dish-collector.html>. – Aktualisierungsdatum: 2020-10-07 – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [46] WATTER, Holger: *Regenerative Energiesysteme : Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. 5. Aufl. : Springer Vieweg
- [47] HELIOSCSP: *Noor 1 Concentrated Solar Power (CSP) plant*. URL <http://helioscsp.com/noor-1-concentrated-solar-power-csp-plant/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-25 – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [48] SOLARPACES: *"Star" Receiver Could Cut Tower CSP Cost 11% - SolarPACES*. URL <https://www.solarpaces.org/star-receiver-could-cut-tower-csp-cost-11/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-25 – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [49] BUCK, Reiner ; GIULIANO, Stefano: *Solar tower system temperature range optimization for reduced LCOE*. In: *AIP Conference Proceedings* (2019), S. 30010
- [50] WU, W. ; AMSBECK, L. ; BUCK, R. ; UHLIG, R. ; RITZ-PAAL, R.: *Proof of Concept Test of a Centrifugal Particle Receiver*. In: *Energy Procedia* (2014), S. 560–568 – Überprüfungsdatum 2020-09-24

- [51] ROEB, M. ; BRENDENBERGER, S. ; ROSENSTIEL A. ; AGRAFIOTIS, C. ; MONNERIE, N. ; BUDAMA, V. ; JABOBS, N.: *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende : Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung*. In: *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt* (2020) – Überprüfungsdatum 2020-10-09
- [52] SOLARPACES: *CSP Projects Around the World - SolarPACES*. URL <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-02-10+00:00 – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [53] CASTILLO, Luis R.: *Techno-economic Analysis of Combined Hybrid Concentrating Solar and Photovoltaic Power Plants: a case study for optimizing solar energy integration into the South African electricity grid* (2014) – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [54] *The design challenges of stop-start turbines for the CSP industry | Reuters Events | Renewables*. URL <https://www.reutersevents.com/renewables/csp-today/technology/design-challenges-stop-start-turbines-csp-industry>. – Aktualisierungsdatum: 2020-09-25 – Überprüfungsdatum 2020-09-25
- [55] ADLER, Bernhard: *Moderne Energiesysteme – ein Beitrag zur Energiewende*. 1st ed. 2019 : Springer Spektrum, 2019
- [56] *Ten Years of Analyzing the Duck Chart : How an NREL Discovery in 2008 Is Helping Enable More Solar on the Grid Today | News | NREL*. URL <https://www.nrel.gov/news/program/2018/10-years-duck-curve.html>. – Aktualisierungsdatum: 2020-11-02 – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [57] RODRÍGUEZ-GALLEGOS, Carlos D. ; BIERI, Monika ; GANDHI, Oktoviano ; SINGH, Jai Prakash ; REINDL, Thomas ; PANDA, S. K.: *Monofacial vs bifacial Si-based PV modules : Which one is more cost-effective?* In: *Solar Energy* 176 (2018), S. 412–438
- [58] CAPRICORNIO: *Besprechung der Konzeptskizzen*. Online-Meeting. 2020-06-05. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Abteilung Solarforschung (Adressat)
- [59] SUNFIRE: *Besprechung der Konzeptskizzen*. Online-Meeting. 2020-06-02. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Abteilung Solarforschung (Adressat)
- [60] ROMAN RUEß: *Persönliche Kommunikation*. Interview mit Lukas Heller. Stuttgart, 2020
- [61] MINENERGIA CHILE: *Meteorological Data Set "Crucero II" : Crucero II Substation, Antofagasta Region, Chile, Latitude -22.27, Longitude -69.57, Altitude 1176 m*. 2012/2013

- [62] KANE, Mark: *Total To Build France's Largest Li-Ion ESS Using Saft Batteries*. In: *InsideEVs* (2020-04-01)
- [63] AKASH, Bilal A. ; MAMLOOK, Rustom ; MOHSEN, Mousa S.: *Multi-criteria selection of electric power plants using analytical hierarchy process*. In: *Electric Power Systems Research* 1999 (1998), Nr. 52, S. 29–35 – Überprüfungsdatum 2020-09-30
- [64] PITZ-PAAL, Robert ; DERSCH, Jürgen ; MILOW, Barbara ; TÉLLEZ, Félix ; FERRIERE, Alain ; LANGNICKEL, Ulrich ; STEINFELD, Aldo ; KARNI, Jacob ; ZARZA, Eduardo ; POPEL, Oleg: *Development Steps for Parabolic Trough Solar Power Technologies With Maximum Impact on Cost Reduction*. In: *Journal of Solar Energy Engineering* 129 (2007), Nr. 4, S. 371–377
- [65] DERSCH, Jürgen ; DIECKMANN, Simon: *Techno-Economic Evaluation of Renewable Energy Projects using the Software GREENIUS*. In: *International Journal of Thermal & Environmental Engineering* (2015), Volume 10, No. 1, S. 17–24
- [66] SCHWARZBÖZL, Peter: *The User's Guide to HFLCal* (2009)
- [67] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition* – Überprüfungsdatum 2020-10-08
- [68] GALLARDO, Felipe Ignacio ; MONFORTI FERRARIO, Andrea ; LAMAGNA, Mario ; BOCCI, Enrico ; ASTIASO GARCIA, Davide ; BAEZA-JERIA, Tomas E.: *A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2020) – Überprüfungsdatum 2020-10-06
- [69] *Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% renovable*. In: *Tractebel* (2018)
- [70] SCHIMEK, Felix ; NAUHAUSER, Thomas ; ROBINIUS, Martin ; STOLTEN, Detlef ; HILLE, Christian: *Hydrogen-study : Opportunities, potentials & challenges in the global energy system*. In: *umlaut* (2020). URL [https://www.umlaut.com/uploads/documents/2020\\_umlaut\\_hydrogen-study.pdf](https://www.umlaut.com/uploads/documents/2020_umlaut_hydrogen-study.pdf) – Überprüfungsdatum 2020-10-22
- [71] GIULIANO, Stefano ; SCHILLINGS, Christoph ; HOYER-KLICK, Carsten ; AL NUAIMI, Saeed ; AL OBAIDLI, Abdulaziz: *USHYNE : Upscaling of solar-hybrid gas turbine cogeneration units*. Phase 1 (2008) – Überprüfungsdatum 2020-09-24

- [72] SOARES, Joao ; OLIVEIRA, Armando C. ; DIECKMANN, Simon ; KRÜGER, Dirk ; ORIOLI, Francesco: *Evaluation of the performance of hybrid CSP / biomass power plants*. In: *Oxford University Press* (2018)
- [73] ROHANI, S. ; FLURI, T. P. ; DINTER, F. ; NITZ, Peter: *Modelling and simulation of parabolic trough plants based on real operating data*. In: *Solar Energy* (2017), Nr. 158, S. 845–860
- [74] PRICE, H.: *A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model*. In: *International Solar Energy Conference* (2003)
- [75] GOSWAMI, D. Yogi. (Hrsg.); KREITH, Frank. (Hrsg.): *Energy conversion*. Second edition. Boca Raton : CRC Press, 2017 (Mechanical and aerospace engineering series)
- [76] LONGI SOLAR: *LR4-72HBD 415-435W : High Efficiency Low LID Bifacial PERC with Half-cut Technology*. URL <https://en.longi-solar.com/uploads/attach/20190829/5d6776d0be5dd.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-10-20
- [77] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *Sunny Central 1000CP-XT*. URL <https://files.sma.de/downloads/SC1000CP-DDE1751-V23web.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-10-06
- [78] GIULIANO, Stefano ; PUPPE, Michael ; FRANZT, Cathy ; UHLIG, Ralf ; FLESCH, Robert ; BAUMANN, Torsten ; SCHMALZ, Stefan ; WALDMANN, Barbara ; STORM, Christian ; SCHUMACHER, Ralph ; IBRAHEEM, Wagdi ; AUST, Michael ; ENGELHARD, Manfred ; PETER, Dennis ; GUDER, Christoph ; SPIEGEL, Michael ; SCHWAGER, Christian ; TEIXERA BOURA, Cristiano ; ALEXOPOULOS, Spiros ; HATTENDORF, Heike ; WORTMANN, Jürgen ; HINRICHS, Matthias ; KORTE, Melanie: *High Performance Molten Salt Tower Receiver System* (2017)
- [79] *System Advisor Model* : National Renewable Energy Laboratory, 2020. URL <https://sam.nrel.gov/>
- [80] STEINMANN, Wolf-Dieter: *Ruths Speicher*. Telefonat. 2020-07-01. RUEß, Roman (Adressat)
- [81] MATCHES: *Heat Exchanger Cost Estimate*. URL <https://matche.com/equipcost/Exchanger.html>;
- [82] EERO VARTIAINEN ; GAËTAN MASSON ; CHRISTIAN BREYER ; DAVID MOSER ; EDUARDO ROMÁN MEDINA: *Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and*

- other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity*. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 28 (2020), Nr. 6, S. 439–453. URL <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/pip.3189>
- [83] MIRIAM EBERT: *Partikelreceiver*. E-Mail. 2020-09-02. Roman Rueß (Adressat)
- [84] GIULIANO, Stefano ; PUPPE, Michael ; SCHENK, Heiko ; HIRSCH, Tobias ; MOSER, Massimo ; FICHTER, Tobias ; KERN, Jürgen ; TRIEB, Franz ; ENGELHARD, Manfred ; HURLER, Stephan ; WEIGAND, Adrian ; BRAKEMEIER, Dietmar ; KRETSCHMANN, Johannes ; HALLER, Ursula ; KLINGLER, Roland ; BREYER, Christian ; AFANASYEVA, Svetlana: *THERM-VOLT: Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit*. Schlussbericht (2016)
- [85] BUCK, Reiner: *konvektive Wärmeübertragungskoeffizienten*. E-Mail. 2020-07-15. RUEß, Roman (Adressat)
- [86] HOWDEN: *Angebot Dampfturbinen*. E-Mail. 2020-07-08. HELLER, Lukas (Adressat)
- [87] ELECTRIC CARS PARTS COMPANY: *Affordable Electric Vehicle Batteries & Components from Electric Car Parts Company*. URL <https://www.electriccarpartscompany.com/1MWH-Energy-Storage-Banks-in-40ft-Containers>. – Aktualisierungsdatum: 2020-10-23 – Überprüfungsdatum 2020-10-23
- [88] WANG, Ligang ; PÉREZ-FORTES, Mar ; MADI, Hossein ; DIETHELM, Stefan ; VAN HERLE, Jan ; MARÉCHAL, François: *Optimal design of solid-oxide electrolyzer based power-to-methane systems : A comprehensive comparison between steam electrolysis and co-electrolysis*. In: *Applied Energy* 211 (2018), S. 1060–1079 – Überprüfungsdatum 2020-10-28
- [89] SEITZ, M. ; STORCH, H. von ; NECHACHE, A. ; BAUER, D.: *Techno economic design of a solid oxide electrolysis system with solar thermal steam supply and thermal energy storage for the generation of renewable hydrogen*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017), Nr. 42, S. 26192–26202
- [90] RUEß, Roman: *Hochtemperatur elektrolyse*. Interview mit Andreas Rosenstiel. 2020

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung der weltweiten Primärenergiebereitstellung .....	8
Abbildung 1-2: Weltweite Primär- und Strombereitstellung sowie CO <sub>2</sub> - Emissionen im Jahr 2018 aufgegliedert nach Quelle.....	8
Abbildung 1-3: Wasserstoffproduktion gegliedert nach Technologie.....	11
Abbildung 1-4: DNI und Wind-Leistungsdichte für Chile .....	12
Abbildung 2-1: Wasserstoffproduktionsmethoden .....	14
Abbildung 2-2: Entwicklung der installierten Elektrolyseurkapazität .....	15
Abbildung 2-3: Funktionsschema einer Festoxid-Elektrolysezelle .....	19
Abbildung 2-4: Temperatur- und Druckabhängigkeit der Wasserelektrolyse ...	23
Abbildung 2-5: Direktnormalstrahlung auf der Erdoberfläche weltweit .....	27
Abbildung 2-6: Parabolrinnenkollektor und Parabolrinnensystem .....	28
Abbildung 2-7: Linear Fresnel Kollektor .....	29
Abbildung 2-8: Dish-Kollektor.....	30
Abbildung 2-9: Solarthermisches Kraftwerk Ouarzazate, Marokko .....	31
Abbildung 2-10: Flüssigsalzreceiver .....	32
Abbildung 2-11: Partikelreceivers „CentRec“ und Bauxitpartikel .....	33
Abbildung 2-12: Aufbau des Partikelreceivers.....	34
Abbildung 2-13: Weltweit installierte Leistung solarthermischer Kraftwerke..	35
Abbildung 2-14: Aufbaus eines solarthermischen Kraftwerkes.....	35
Abbildung 2-15: Duck Curve.....	37
Abbildung 3-1: Chronologisches Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung verschiedener regenerativer Wasserstoffproduktionskonzepte. ....	38
Abbildung 3-2: Skizze des Konzepts CP4 .....	39
Abbildung 3-3: Skizze des Konzepts P2.1.....	40
Abbildung 3-4: Transienstes Verhalten der HTE .....	41
Abbildung 3-5: Skizze der verschiedenen Turbinentypen .....	45
Abbildung 3-6: Skizzen der Konzepte der energetischen Vorbetrachtung .....	50
Abbildung 3-7: Skizzen der Konzepte der energetischen Vorbetrachtung .....	51
Abbildung 3-8: Schema der überschlägigen Jahresertragsberechnung.....	53
Abbildung 3-9: Beispielhafte Erläuterung des AHP-Verfahrens.....	58
Abbildung 3-10: Skizze des Konzepts "CSP-Partikel" .....	60
Abbildung 3-11: Skizze des Konzepts "PV+CSP-Partikel" .....	60
Abbildung 3-12: Skizze des Konzepts "PV+CST-Partikel" .....	61

Abbildung 3-13: Schematische Darstellung der Funktionsweise von Ecostar ....	63
Abbildung 4-1: Variation von Speichergröße und $SM_{CSP}$ für CSP-Partikel .....	66
Abbildung 4-2: Verteilung der Investitionskosten für CSP-Partikel .....	66
Abbildung 4-3: Variation Speichergröße und $SM_{CSP}$ für PV+CSP-Partikel.....	67
Abbildung 4-4: Variation Speichergröße und $SM_{PV}$ für CSP-Partikel.....	68
Abbildung 4-5: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel.....	68
Abbildung 4-6: Energieflüsse „CSP-Partikel“ im Tagesverlauf .....	70
Abbildung 4-7: Variation Speichergröße und $SM_{CSP}$ für CSP-Partikel.....	71
Abbildung 4-8: Verteilung der Investitionskosten für CSP-Partikel .....	72
Abbildung 4-9: Energieflüsse „PV+CSP-Partikel“ im Tagesverlauf .....	73
Abbildung 4-10: Variation Speichergröße und $SM_{CSP}$ für PV+CSP-Partikel.....	74
Abbildung 4-11: Variation Speichergröße und $SM_{PV}$ für PV+CSP-Partikel .....	75
Abbildung 4-12: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel.....	75
Abbildung 4-13: Energieflüsse „PV+CST-Partikel“ im Tagesverlauf .....	76
Abbildung 4-14: Variation Speichergröße und $SM_{CST}$ für PV+CST-Partikel .....	78
Abbildung 4-15: Variation Speichergröße und $SM_{PV}$ für PV+CSP-Partikel .....	78
Abbildung 4-16: Verteilung der Investitionskosten für PV+CSP-Partikel.....	79
Abbildung 4-17: Sensitivitätsanalyse Schuldenzinssatz.....	80
Abbildung 4-18: Sensitivitätsanalyse spezifische HTE-Kosten.....	81
Abbildung 4-19: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten .....	85



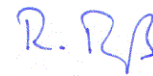
## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Thermodynamische Daten der Wasserspaltung.....	23
Tabelle 2-2: Definition verschiedener Wirkungsgrade für die Elektrolyse .....	26
Tabelle 3-1: Spezifikationen der Elektrolyseeinheit .....	42
Tabelle 3-2: Übersicht über die definierten Konzepte.....	43
Tabelle 3-3: Vergleich Turbinentypen.....	46
Tabelle 3-4: Ergebnisse der energetischen Vorbetrachtung.....	49
Tabelle 3-5: LCOH <sub>2</sub> der techno-ökonomischen Vorbetrachtung.....	55
Tabelle 3-6: Ergebnisse des AHP-Verfahrens .....	59
Tabelle 4-1: Ergebnisübersicht der kommerziellen Jahresertragsberechnung...	83
Tabelle 4-2: Jährliche Kosten und Einkünfte .....	84
Tabelle 0-1: Inputparameter für Vorbetrachtung des Turbinentyps .....	91
Tabelle 0-2: Performancedaten für Vorbetrachtung .....	92
Tabelle 0-3: Kostendaten für techno-ökonomische Vorbetrachtung.....	93
Tabelle 0-4: Technische Daten des verwendeten PV-Moduls.....	95
Tabelle 0-5: Technische Daten des verwendeten Inverters.....	95
Tabelle 0-6: Inputdaten Jahresertragsberechnung Demonstrationssystems .....	96
Tabelle 0-7: Inputdaten Jahresertragsberechnung kommerzielles System .....	101
Tabelle 0-8: Ergebnisse Jahresertragsberechnung Demonstrationsprojekt .....	107
Tabelle 0-9: Ergebnisse Jahresertragsberechnung kommerzielles System .....	110
Tabelle 0-10: Ergebnisse Potentialabschätzung. ....	115

## **Ehrenwörtliche Erklärung**

Ich versichere, dass ich die vorliegende Masterarbeit eigenständig verfasst habe und sämtliche Textpassagen, die wörtlich oder dem Sinn nach auf Publikationen oder Vorträgen anderer Autoren beruhen, ordnungsgemäß gekennzeichnet habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt. Die eingereichte Arbeit war weder vollständig noch in wesentlichen Teilen Gegenstand eines anderen Prüfungsverfahrens und wurde weder vollständig noch in wesentlichen Teilen bereits veröffentlicht. Das elektronische Exemplar stimmt mit den anderen Exemplaren überein.

Stuttgart, den 13.11.2020



---

Roman Rueß